

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Electricidad y Computación

Cálculo de fallas en sistemas eléctricos con alta penetración de
convertidores

PROYECTO INTEGRADOR

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero Eléctrico

Presentado por:

Estalin Joel Lázaro Suárez

GUAYAQUIL - ECUADOR

Año: 2023

DEDICATORIA

El presente proyecto lo dedico a mis padres quienes han sido un apoyo fundamental en este proceso y que nunca dejaron de creer en mis capacidades, a mis angelitos en el cielo que partieron con la convicción de que llegaría a alcanzar la meta a pesar de la adversidad, a mi compañera incondicional que siempre estuvo en las partes más difíciles de este camino, y a todos aquellos que brindaron su granito de arena para el cumplimiento de este objetivo.

AGRADECIMIENTOS

Mi sincero agradecimiento a ESPOL y a cada uno de los maestros de las materias de la carrera, que con su conocimiento y dedicación forman el carácter profesional y ético de todos sus estudiantes, un agradecimiento a todos mis compañeros, en especial a aquellos que estuvieron prestos a brindar su apoyo en la realización de este trabajo.

DECLARACIÓN EXPRESA

“Los derechos de titularidad y explotación, me corresponde conforme al reglamento de propiedad intelectual de la institución; *Estalin Joel Lázaro Suárez* y doy mi consentimiento para que la ESPOL realice la comunicación pública de la obra por cualquier medio con el fin de promover la consulta, difusión y uso público de la producción intelectual”



Estalin Joel Lázaro Suárez

EVALUADORES

Msc. Ivan Endara

PROFESOR DE LA MATERIA

Msc. Fernando Vaca

PROFESOR TUTOR

RESUMEN

Con el auge de las energías renovables, el número de convertidores conectados en los sistemas de potencia sigue en crecimiento, con ello la influencia del comportamiento ante una falla externa de estos sistemas cada vez está tomando mayor relevancia, debido a las formas de onda particulares que se inyectan, en respuesta a esta creciente necesidad algunos países han optado por definir requisitos para la inyección de corrientes de secuencia negativa para brindar soporte de voltaje a la red. En el presente trabajo se implementó una estructura de control de un convertidor seguidor de red desarrollado en Matlab-Simulink, empleando el procedimiento de generación de referencia actual, junto con el método FPNSC, basado en los requisitos del VDE-AR-N 4110 y 4120 del código de red alemán. Se validó el sistema utilizando una red de referencia, se testeó con diferentes valores de constantes de proporcionalidad y potencia de cortocircuito disponible en el PCC, además se realizó la implementación de este en ETAP, con el objetivo de comparar los valores obtenidos, basado en las corrientes, voltajes máximos y su asimetría. Los resultados obtenidos comprobaron la versatilidad del control implementado, aportando corrientes asimétricas de hasta 1.2 pu de acuerdo con el tipo de falla, reduciendo las sobretensiones en las fases no involucradas, brindando un soporte de tensión efectivo a la red. Mediante la comparación se determina que el control genérico del software comercial no es adecuado para sistemas con alta penetración de convertidores y que el procedimiento de optimización de su respuesta no está estandarizado, dificultando la obtención de una respuesta óptima.

Palabras Clave: Control de convertidores, Generación de referencia actual, Soporte de voltaje, Código de red, Convertidor total.

ABSTRACT

With the rise of renewable energies, the number of connected converters in power systems continues to grow, thus the influence of behavior in the face of an external failure of these systems is becoming increasingly relevant, due to particular waveforms that are injected, in response to this growing need some countries have chosen to define requirements for negative sequence current injection to provide voltage support to the grid. In the present work, a control structure of a grid following converter developed in Matlab-Simulink was implemented, using the current reference generation procedure, together with the FPNSC method, based on the requirements of the VDE-AR-N 4110 and 4120 of the German grid code. The system was validated using a referral grid, tested with different values of proportionality constants and short circuit power available in the PCC, in addition to the implementation of this in ETAP, to compare the values obtained, based on currents, maximum voltages and their asymmetry. The results obtained verified the versatility of the implemented control, providing asymmetric currents of up to 1.2 pu according to the type of failure, reducing overvoltage in the phases not involved, providing an effective voltage support to the grid. The comparison shows that the generic control of commercial software is not suitable for systems with high converter penetration and that the procedure for optimizing their response is not standardized, making it difficult to obtain an optimal response.

Keywords: *Converter control, Current reference generation, Voltage support, Grid code, Full converter.*

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN.....	I
ABSTRACT.....	II
ÍNDICE GENERAL.....	III
ABREVIATURAS.....	VI
SIMBOLOGÍA.....	VII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
CAPÍTULO 1.....	11
1. Introducción.....	11
1.1 Descripción del problema.....	12
1.2 Justificación del problema.....	12
1.3 Objetivos.....	13
1.3.1 Objetivo General.....	13
1.3.2 Objetivos Específicos.....	13
CAPÍTULO 2.....	14
2. Marco Teórico.....	14
2.1 Energías Renovables No Convencionales (ERNC).....	14
2.2 Topologías de generación eólica.....	14
2.2.1 Turbina eólica de velocidad fija.....	14
2.2.2 Turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado.....	15
2.2.3 Turbina eólica de velocidad variable con generador sincrónico.....	16
2.3 Convertidores seguidores de red (Grid following).	17
2.4 Convertidores formadores de red (Grid forming).....	17
2.5 Transformada de Clarke.....	18

2.6	Transformada de Park.....	19
2.7	Sincronización de convertidores de potencia con la red.....	19
	• Bucle de Bloqueo de Fase con Integrador Generalizado de Segundo Orden Dual (DSOGI-PLL).	20
2.8	Limitación de corriente de falla en convertidores	22
2.9	Control de convertidores	24
2.10	Control Flexible de Secuencia Positiva y Negativa (FPNSC)	26
	• Limitación de corrientes máximas del convertidor	27
2.11	Generación de referencia actual	30
	• Código de red alemán VDE-AR-N 4110 y VDE-AR-N 4120	30
2.12	Control Proporcional Resonante	34
2.13	Modulación PWM	35
2.14	Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia.....	35
2.15	Potencia de Cortocircuito	36
2.16	Relación X/R	36
2.17	Programas de análisis de fallas de sistemas eléctricos de potencia	37
	2.17.1 Matlab-Simulink	37
	2.17.2 ETAP	37
CAPÍTULO 3.....		38
3.	Metodología	38
3.1	Modelamiento y control.	39
3.2	Validación del modelo	43
3.3	Implementación del modelo en ETAP.	45
3.4	Comprobación de dependencia de código de red considerado.....	48
3.5	Determinación de comportamiento del sistema de control ante cambios en la potencia de cortocircuito disponible en el PCC.	48

CAPÍTULO 4.....	49
4. Resultados Y ANÁLISIS	49
4.1 Análisis oscilográfico.	49
• Falla monofásica a tierra.	49
• Falla bifásica a tierra.	51
• Falla bifásica.	53
• Respuesta ante diferentes valores del código de red.....	55
• Respuesta ante diferentes MVAcc disponibles en la red.....	58
4.2 Análisis Fasorial (ETAP).....	59
CAPÍTULO 5.....	62
5. Conclusiones Y Recomendaciones	62
Conclusiones.....	62
Recomendaciones.....	63
BIBLIOGRAFÍA.....	64

ABREVIATURAS

ERNC	Energías Renovables No Convencionales
GNC	Generador No Convencional
DSOGI	Integrador Generalizado de Segundo Orden Dual
PLL	Bucle de Bloqueo de Fase
SRF	Marco de Referencia Síncrono
TSO	Operador del Sistema de Transmisión
AC	Corriente Alterna
DC	Corriente Directa
QSG	Generador Dual de Señales en Cuadratura
PSC	Calculadora de Secuencia Positiva
PCC	Punto de Conexión Común
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
FPNSC	Control Flexible de Secuencia Positiva y Negativa
BPSC	Control de Secuencia Positiva Balanceada
IARC	Control Instantáneo Activo Reactivo
PNSC	Control de Secuencia Positiva y Negativa
AARC	Control Activo Reactivo Promedio
PWM	Modulación por Ancho de Pulso
VSC	Convertidores con Fuente de Voltaje
CSC	Convertidor con Fuente de Corriente
STADCOM	Compensador Síncrono Estático

SIMBOLOGÍA

kV	Kilovoltios
kA	Kiloamperios
MVA	Megavoltiamperio
MVA _{cc}	Megavoltiamperio de cortocircuito
kVA	Kilovoltiamperio
PU	Por Unidad
V	Voltios
A	Amperios

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Turbina eólica de velocidad fija con generador de inducción [10].	15
Figura 2.2 Turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado [10].	16
Figura 2.3 Turbina eólica de velocidad variable con generador sincrónico [10].	17
Figura 2.4 Representación gráfica del marco de referencia estacionario $\alpha\beta$ [11].	18
Figura 2.5 Representación gráfica del marco de referencia síncrono $dq0$ [11].	19
Figura 2.6 Esquema de separador de secuencia elaborado de acuerdo con [12].	21
Figura 2.7 Detalle de los bloques SOGI implementados.	21
Figura 2.8 Diagrama de bloques de SRF-PLL implementado	22
Figura 2.9 Repuesta de falla de un inversor [13].	23
Figura 2.10 Gráfica de comportamiento de limitador de corriente de inversor [15].	24
Figura 2.11 Esquemático de caso de estudio de una aplicación de STADCOM [11]	25
Figura 2.12 Corrientes de referencia elíptica en coordenadas $\alpha\beta$ con sus respectivas componentes de secuencia positiva y negativa que proyectadas en las coordenadas abc determinan los valores máximos de fase [20].	29
Figura 2.13 Requisitos de funcionamiento continuo de alto y medio voltaje, se indica el tiempo de permanecer conectado, las líneas negras identifican las fallas trifásicas y las líneas rojas las fallas bifásicas, siendo V_n el voltaje nominal del sistema y V el mínimo voltaje de línea durante la falla [20].	31
Figura 2.14 Inyección de corriente reactiva en condiciones de falla según código de red alemán [22] , [23].	32
Figura 2.15 Falla trifásica	35
Figura 3.1 Diagrama simplificado de sistema de control de convertidor.	39
Figura 3.2 Diagrama de bloques de DSOGI-PLL implementado.	40
Figura 3.3 Bloque de Generación de referencia actual.	40
Figura 3.4 Proceso de cálculo de Q^*	41
Figura 3.5 Proceso de cálculo de P^*	42
Figura 3.6 Controlador Proporcional Resonante PR.	43
Figura 3.7 Sistema empleado para validar funcionamiento de control implementado [20].	44

Figura 3.8 Principales parámetros de red de referencia [20].	44
Figura 3.9 Sistema eléctrico de potencia con control de convertidor seguidor de red implementado.	45
Figura 3.10 Modelo implementado en ETAP.	46
Figura 3.11 Selección de generación eólica Tipo 4.	46
Figura 3.12 Configuración de soporte de corriente reactiva.	47
Figura 3.13 Configuración de curva FRT.	47
Figura 3.14 Configuración de máxima corriente del convertidor.	47
Figura 4.1 Resultados de simulación de falla LG, empleando el método FPNSC junto con el bloque de generación de referencia actual.	50
Figura 4.2 Resultados de simulación de falla LLG, empleando el método FPNSC junto con el bloque de generación de referencia actual.	52
Figura 4.3 Resultados de simulación de falla LL, empleando el método FPNSC junto con el bloque de generación de referencia actual.	54
Figura 4.4 Resultados de simulación de sistema en falla LL con $K+= 0$.	55
Figura 4.5 Resultados de simulación de sistema en falla LL con $K- = 0$.	56
Figura 4.6 Resultados de simulación de sistema en falla LL con $K+= K- = 6$.	57
Figura 4.7 Resultados para potencia de cortocircuito disponibles en la red de 200 MVAcc.	58
Figura 4.8 Resultados para potencia de cortocircuito disponibles en la red de 100 MVAcc.	58
Figura 4.9 Resultados para potencia de cortocircuito disponibles en la red de 50 MVAcc.	59
Figura 4.10 Resultados de estudio de cortocircuito de LG en ETAP.	60
Figura 4.11 Resultados de estudio de cortocircuito de LLG en ETAP.	60
Figura 4.12 Resultados de estudio de cortocircuito de LL en ETAP.	60

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Cuadro comparativo de desempeño de estrategias de control aplicadas en el caso de estudio [11].	25
Tabla 4.1 Resultados de mediciones de simulación 1.....	49
Tabla 4.2 Resultados de mediciones realizadas simulación 2.....	51
Tabla 4.3 Resultados de mediciones realizadas simulación 3.....	53
Tabla 4.4 Resultados de magnitudes máximas obtenidas en el PCC.	61

CAPÍTULO 1

1. INTRODUCCIÓN

El análisis de fallas de sistemas eléctricos de potencia mediante el método de las componentes simétricas desarrollado por Fortescue y descrito en [1], es el más utilizado en el análisis de corrientes de fallas asimétricas, necesarias para la configuración del sistema de protecciones, sin embargo, con el desarrollo e implementación cada vez mayor de fuentes de generación basadas en convertidores que tienen un comportamiento particular en condiciones de falla según se indica en [2], resulta necesario el estudio de las características de corriente y voltaje en éstas condiciones como se menciona en [3] y [4]. Estos componentes inyectan formas de onda no convencionales que difieren de la respuesta típica de un sistema con generadores síncronos, provocando el cambio de las características de las corrientes de falla y voltajes de barra, modificando la respuesta del sistema e invalidando los parámetros de accionamiento de los relés basados en secuencia negativa, considerados en el diseño del sistema de protecciones, dificultando la detección de fallas [5]. Por otra parte, según se menciona en [6], los fabricantes de relés no cuentan con una referencia de fuente fija sobre la cual trabajar, dificultando la estandarización de procedimientos adecuados para la configuración o adaptación de protecciones para este tipo de sistemas. Cabe recalcar que a nivel mundial debido a una mayor penetración de ERNC basadas en convertidores consideradas en el plan de expansión del sistema eléctrico de potencia de cada nación, es importante caracterizar el aporte en condiciones de falla de estos componentes. Para esto se utilizará modelos de convertidores con fuente de voltaje desarrollados en un software académico, particularmente empleados en generación eólica y solar, lo cual permitirá verificar la respuesta de uno de los programas más utilizados en el diseño de sistemas de protecciones, comparando las formas de onda que aportan los sistemas con ERNC en condiciones de falla que este programa considera, en contraste con los determinados con base al modelo realizado en el presente trabajo. De esta manera, contribuir en la creación de procedimientos estandarizados, normativas y regulaciones tanto para fabricantes de generadores de energías renovables no convencionales, como para fabricantes de relés, disminuyendo la probabilidad de fallas de los relevadores.

1.1 Descripción del problema

La mayor parte de los códigos de red actuales que definen los requisitos de inyección de potencia en condiciones de falla, que debe cumplir un GNC conectado a la red, no consideran el suministro de potencia reactiva de secuencia negativa, por lo tanto, se permite generar voltajes balanceados ante fallas desbalanceadas provocando sobretensiones en las fases no involucradas, además de no priorizar la inyección de potencia reactiva durante una falla externa, por lo cual no se aprovecha toda la capacidad del GNC en el soporte de red, dificultando el accionamiento de protecciones diseñadas para trabajar en redes con generadores síncronos.

1.2 Justificación del problema

Debido al auge de las energías renovables, cada vez existirá más GNC en los sistemas de potencia, incrementando la cantidad de convertidores conectados a la red, reduciendo la capacidad del soporte ante cortocircuitos y dificultando con esto el accionamiento de las protecciones basadas en la detección de corrientes de secuencia negativa, ya que están diseñadas y configuradas para redes gobernadas por generadores síncronos de alta inercia, por ello es necesario el estudio de las corrientes de falla que aportan estos elementos, las cuales están limitadas por el sistema de control empleado en este tipo de generación.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Realizar un estudio del comportamiento ante fallas de los sistemas de conversión total ampliamente utilizados en ERNC, empleando un software académico y uno comercial ampliamente utilizados en el diseño y análisis de sistemas de protecciones, contribuyendo en el desarrollo de modelos computacionales que simulen adecuadamente la respuesta de estos, considerando la normativa internacional y determinando su influencia en redes con alta penetración de fuentes no convencionales.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Diseñar un sistema de control flexible de un convertidor seguidor de red implementado en Matlab-Simulink que considere los códigos de red actuales más exigentes, permitiendo caracterizar la respuesta del esquema de conversión total ante una falla externa.
- Determinar las características de aportación de corrientes de falla y voltajes de barra de los convertidores en condiciones de falla externa, mediante el programa ETAP, en contraste con las obtenidas de manera experimental en Matlab, verificando los valores máximos, y desbalance de tensión, además de la potencia reactiva inyectada, determinada por el sistema de control que emplea.
- Determinar la influencia del código de red empleado en el diseño del sistema de control de los convertidores, contribuyendo en el desarrollo de normativas y regulaciones, que permitan estandarizar la respuesta de estos sistemas en redes con alta penetración de ERNC.

CAPÍTULO 2

2. MARCO TEÓRICO

Para abordar el análisis de la respuesta en falla de los sistemas de conversión total es necesario introducir algunas definiciones, herramientas, normativas y métodos utilizados en el diseño del sistema de control.

2.1 Energías Renovables No Convencionales (ERNC)

Según se menciona en [7], se considera energía renovable a todas aquellas cuya energía primaria son consideradas inagotables, o en su defecto, no se consumen a escala humana debido a la gran cantidad de energía que poseen o a su propiedad de regenerarse periódicamente; entre estas fuentes de energía se encuentran la hidráulica, eólica, solar, mareomotriz, biomasa, geotérmica y los biocombustibles. Se clasifica en convencionales y no convencionales, esto dependiendo del grado de penetración y desarrollo en la matriz energética de cada país, en el caso de Ecuador de acuerdo con la resolución [8], se consideran ERNC a la fotovoltaica, solar, termoeléctrica, eólica, pequeñas centrales hidroeléctricas, geotérmicas, biomasa, biogas, olas, mareas, rocas calientes y secas.

2.2 Topologías de generación eólica

Con el creciente avance de la tecnología, en la actualidad se cuenta con un gran número de topologías de generación eólica, las cuales se clasifican en dos grandes grupos de acuerdo con el tipo de generador que emplean, teniendo turbinas con generador síncrono y con generador asíncrono; sin embargo, para el presente proyecto se consideran los diferentes tipos de generación eólica, en función de la manera de conectar el generador a la red, teniendo las siguientes topologías.

2.2.1 Turbina eólica de velocidad fija

Fue la configuración más empleada en el inicio de la generación eólica, este sistema está formado por un generador asíncrono de jaula de ardilla directamente conectado a la red, es decir, no emplea ningún convertidor de potencia, por lo que las variaciones en la velocidad del viento serán transmitidas directamente a la red, provocando fluctuaciones instantáneas

en la frecuencia de la potencia entregada [9]. Posee un rango de velocidades de viento reducido, afectando su eficiencia, su principal ventaja es su robustez y sencillez.

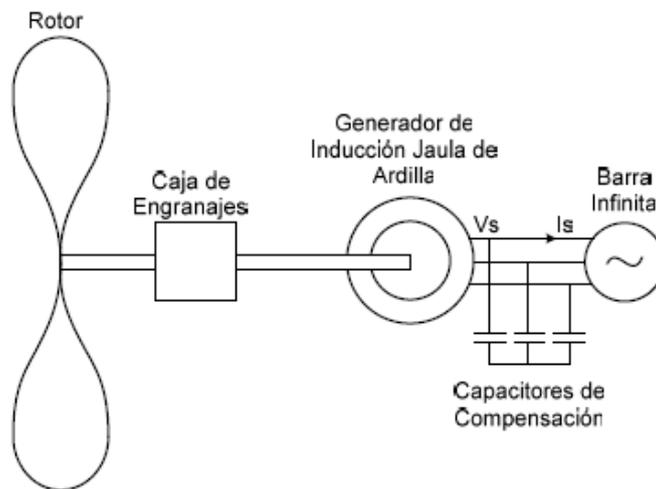


Figura 2.1 Turbina eólica de velocidad fija con generador de inducción [10].

2.2.2 Turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado.

Este sistema utiliza un generador de rotor devanado, donde se conectan tanto el estator y el rotor a la red, este último por medio de un convertidor, con la finalidad de controlar las corrientes del rotor. Esta conexión permite regular el factor de potencia y la forma de onda de las corrientes de salida, esto mediante el control de la fase y amplitud de la corriente del rotor, esta característica también es empleada para minimizar las pérdidas asociadas a un punto de operación particular. Este sistema incorpora una caja reductora entre el generador y el rotor de la turbina, en consecuencia, no se requiere de un generador con características especiales de diseño [10].

Debido a su amplio rango de operación de velocidad de viento entre el 60% al 110% de su velocidad nominal, se ha convertido en la alternativa más utilizada para estas condiciones de operación.

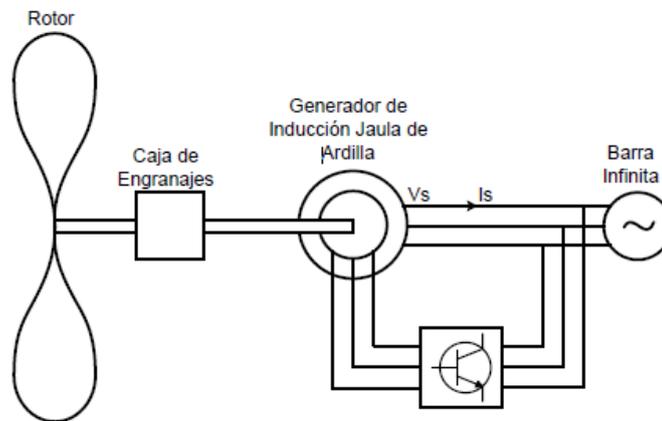


Figura 2.2 Turbina eólica de velocidad variable con generador de inducción doblemente alimentado [10].

2.2.3 Turbina eólica de velocidad variable con generador sincrónico.

Existen algunas variaciones de esta configuración entre las cuales están:

- Generador sincrónico multipolo de imanes permanentes
- Generador sincrónico con caja reductora
- Generador sincrónico multipolo con control de campo

Estas configuraciones comparten la particularidad de que la toda la potencia generada por la turbina pasa a través de un convertidor, que transforma la frecuencia variable del lado del generador a una frecuencia constante del lado de la red, además, gracias a su desacoplamiento de la red por medio del enlace DC del convertidor permite un control efectivo de la potencia activa y reactiva [10], el presente proyecto se enfoca en esta configuración.

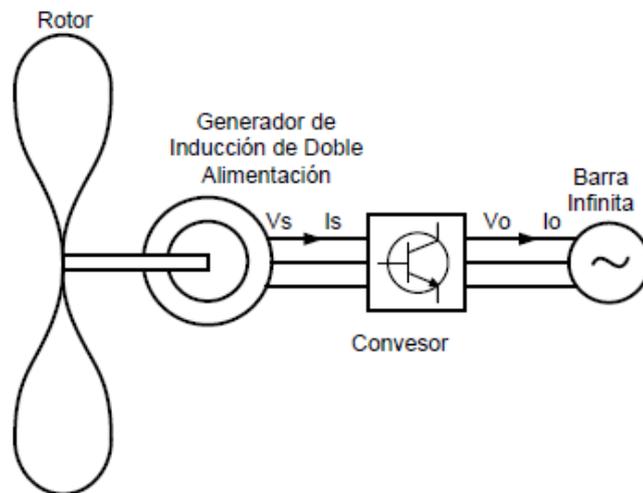


Figura 2.3 Turbina eólica de velocidad variable con generador sincrónico [10].

2.3 Convertidores seguidores de red (Grid following).

Como se indica en [11], estos convertidores funcionan como fuentes de corriente controladas que entregan energía activa y reactiva a una red previamente energizada, ya que el control de inyección de potencia se realiza detectando o “siguiendo” el voltaje de la red en el PCC, y generando con ello las referencias actuales para el controlador, debido a su comportamiento como fuentes de corriente son adecuados para su funcionamiento en paralelo. Sin embargo, es necesario una correcta sincronización con el voltaje de red en cuanto a amplitud, frecuencia y ángulo de fase para gestionar la potencia inyectada.

2.4 Convertidores formadores de red (Grid forming).

Este tipo de convertidor debe tener la capacidad de funcionar en todos los estados de operación de la red, es decir en normal, estado de alerta, situación de emergencia, corte y restauración; esto sin depender de la generación síncrona, es decir, puede representarse como una fuente de voltaje controlada, además presenta una baja impedancia de salida lo que dificulta su funcionamiento en redes interconectadas con otros formadores de red [11].

2.5 Transformada de Clarke

Esta transformada se emplea para convertir un marco de referencia trifásico a uno bifásico estático con la finalidad de reducir el número de señales a controlar en un sistema, facilitando la aplicación de técnicas de control, por ejemplo, de un controlador PR.

De acuerdo con la prioridad de mantenimiento de la norma o el valor máximo de las señales resultantes se tiene 2 alternativas de transformación.

- Invariante de norma o potencia.

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2.1)$$

- Invariante de amplitud

$$\begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & -\frac{1}{2} & -\frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} & -\frac{\sqrt{3}}{2} \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2.2)$$

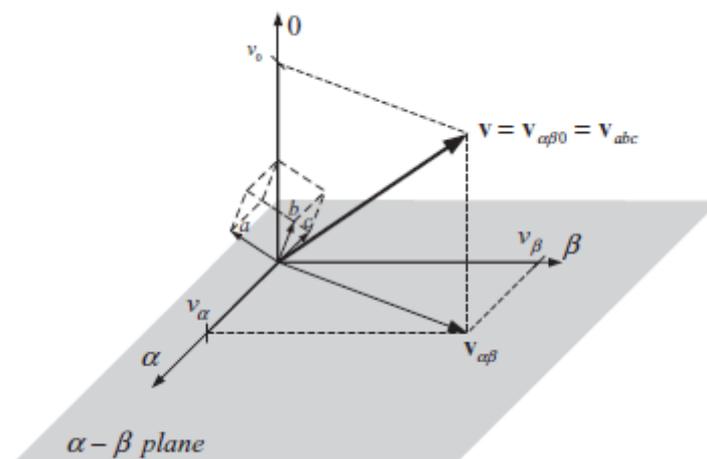


Figura 2.4 Representación gráfica del marco de referencia estacionario $\alpha\beta 0$ [11].

2.6 Transformada de Park

Permite convertir los valores de coordenadas $\alpha\beta 0$ a un sistema continuo $dq0$, esto se logra haciendo rotar el marco de referencia estacionario a la velocidad síncrona. El objetivo de este procedimiento es obtener señales continuas, que resultan más sencillas de filtrar y procesar, permitiendo aplicar controladores ampliamente utilizados como el PID.

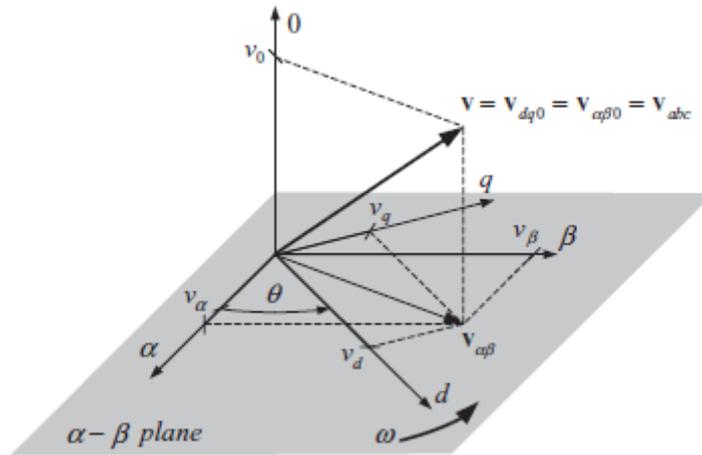


Figura 2.5 Representación gráfica del marco de referencia síncrono $dq0$ [11].

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \sin(\theta) & 0 \\ -\sin(\theta) & \cos(\theta) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_\alpha \\ v_\beta \\ v_0 \end{bmatrix} \quad (2.3)$$

$$\begin{bmatrix} v_d \\ v_q \\ v_0 \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos(\theta - \frac{2\pi}{3}) & \cos(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ -\sin(\theta) & -\sin(\theta - \frac{2\pi}{3}) & -\sin(\theta + \frac{2\pi}{3}) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} v_a \\ v_b \\ v_c \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

2.7 Sincronización de convertidores de potencia con la red

Uno de los componentes más importantes en el control de convertidores es la detección efectiva de la frecuencia y el ángulo del sistema, en la literatura se presentan diversas estrategias para cumplir este propósito; sin embargo, para aplicaciones más exigentes se requiere que este componente funcione correctamente aún en condiciones de falla de la red.

Con base en el análisis realizado en [12] donde se implementó y comprobó las propiedades de seguimiento del ángulo de red y su robustez ante perturbaciones y

presencia de armónicos del DSOGI-PLL, el mismo que cumple con las características para ser empleado en este proyecto.

- **Bucle de Bloqueo de Fase con Integrador Generalizado de Segundo Orden Dual (DSOGI-PLL).**

Esta estructura de control basada en un Integrador Generalizado de Segundo Orden Dual de allí su nombre (DSOGI), permite obtener las componentes de secuencia positiva y negativa del voltaje trifásico de entrada aplicando un generador dual de señales en cuadratura (QSG), basado en dos (SOGI) junto con una calculadora de secuencia positiva (PSC) en el dominio $\alpha\beta$, posteriormente, estos voltajes se trasladan al sistema de coordenadas dq donde se emplea un (SRF-PLL), con el objetivo de detectar la frecuencia de la red que se emplea como retroalimentación del sistema [12].

Del análisis efectuado se obtienen las expresiones de la función de transferencia de las componentes D(s) y Q(s), además de la salida del SOGI-QSG.

$$D(s) = \frac{v'}{v}(s) = \frac{k\omega's}{s^2 + k\omega's + \omega'^2} \quad (2.5)$$

$$Q(s) = \frac{qv'}{v}(s) = \frac{k\omega'}{s^2 + k\omega's + \omega'^2} \quad (2.6)$$

$$v' = Dv \begin{cases} |D| = \frac{k\omega\omega'}{\sqrt{(k\omega\omega')^2 + (\omega^2 - \omega'^2)^2}} \\ \angle D = \tan^{-1}\left(\frac{\omega'^2 - \omega^2}{k\omega\omega'}\right) \end{cases} \quad (2.7)$$

$$qv' = Qv \begin{cases} |Q| = \frac{\omega'}{\omega} |D| \\ \angle Q = \angle D - \frac{\pi}{2} \end{cases} \quad (2.8)$$

Estas expresiones permiten la implementación en Simulink del DSOGI-PLL como se muestra en la Figura 2.6 formado por una transformada de Clarke, el QSG y el PSC, el detalle de los bloques SOGI implementados se muestran en la Figura 2.7. Cabe recalcar que se eligió la ganancia de $\sqrt{2}$ de acuerdo al análisis efectuado en [12].

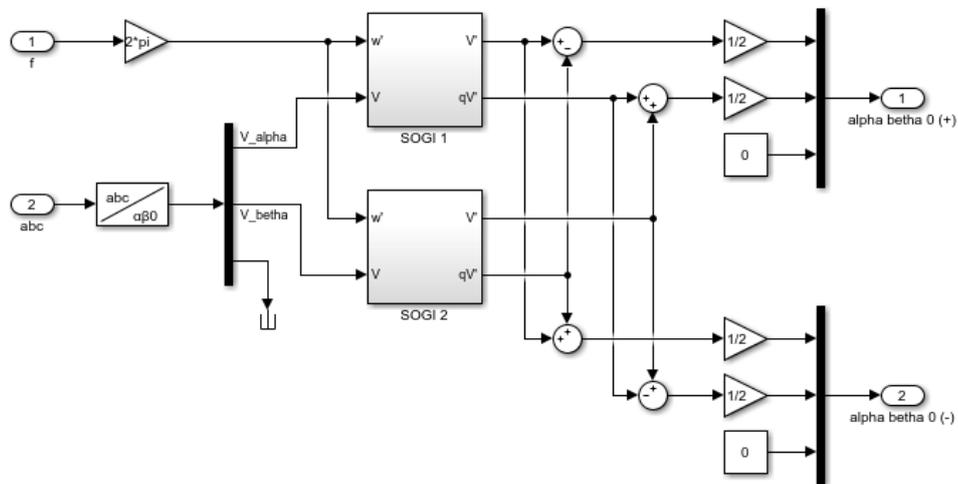


Figura 2.6 Esquema de separador de secuencia elaborado de acuerdo con [12].

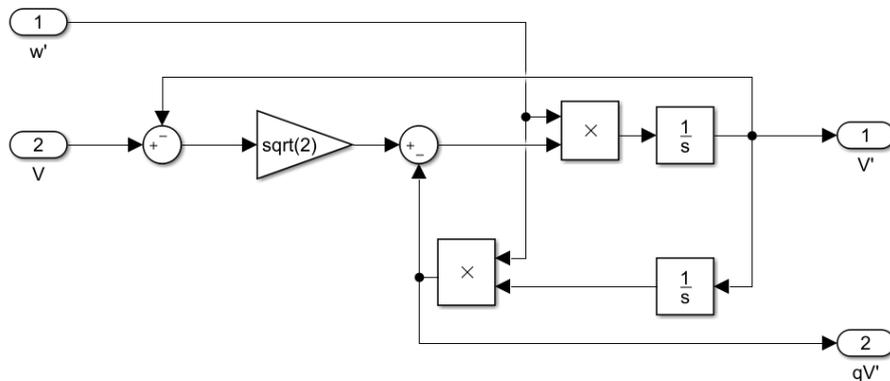


Figura 2.7 Detalle de los bloques SOGI implementados.

Para brindarle al esquema anterior la característica de adaptabilidad en frecuencia se implementa el bloque SRF-PLL que es el encargado de detectar la frecuencia y en ángulo del sistema, de manera que se utilice como retroalimentación de la transformación de Park y del separador de secuencia, cabe recalcar que los parámetros del controlador se establecen en $K_p = 2.22$ y $K_i = 61.69$ de acuerdo con [12].

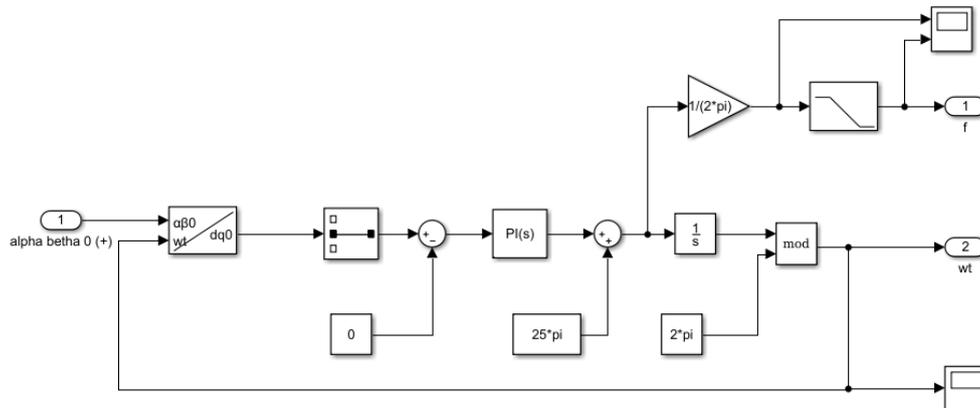


Figura 2.8 Diagrama de bloques de SRF-PLL implementado

2.8 Limitación de corriente de falla en convertidores

El funcionamiento de los convertidores eléctricos de potencia de mayor aplicación está basado en transistores bipolares de puerta aislada IGBT, estos semiconductores no están diseñados para soportar grandes corrientes de sobrecarga, por lo tanto, el sistema de control limita de forma activa la corriente de falla, evitando la destrucción de estos componentes producto de la sobrecarga térmica; en consecuencia, los convertidores eléctricos de potencia se comportan como una fuente de corriente controlada al producirse una falla según se menciona en [13] donde se estudia uno de los enfoques para la protección contra el sobrecalentamiento, en este se limita la magnitud instantánea de la corriente del inductor al producirse el cambio de la referencia de corriente de falla una vez que se excede el umbral permisible.

En [13] se analizó el comportamiento ante fallos de un inversor obteniendo las respuestas que se muestran en la Figura 2.9.

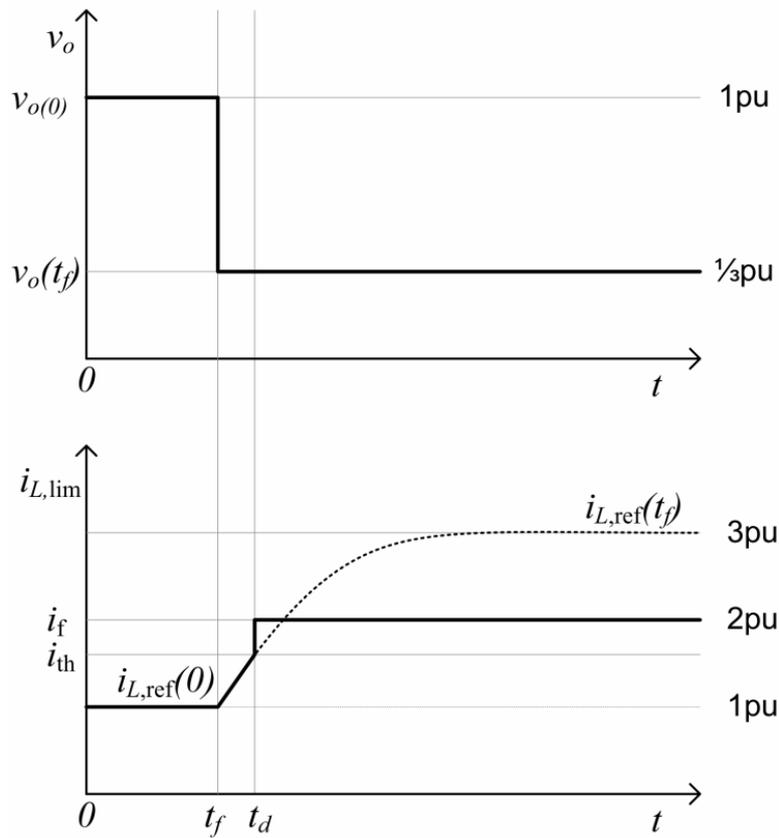


Figura 2.9 Repuesta de falla de un inversor [13].

Se observa que antes de la falla $|i_{L,ref}(0)|$ y $V_0(0)$ es igual a 1 pu, luego cuando se produce la falla en $t = t_f$, el voltaje cae a un valor de $V_0(t_f)$ de 1/3 pu, en ese momento el controlador de potencia intenta seguir la referencia de corriente que se acerca de manera exponencial a $|i_{L,ref}(t_f)|$ igual a 3 pu, haciendo que en $t = t_d$ la corriente supere el umbral i_{th} activando la limitación de corriente determinada por el limitador de corriente en 2 pu, manteniéndose así hasta que $|i_{L,ref}(0)| < i_{th}$ [13]. Este análisis simplificado resulta poco probable ya que considera una corriente de cortocircuito de estado estable de 2 pu [14], sin embargo, de acuerdo con [15], algunos inversores comerciales permiten una sobrecarga del 10% al 30% durante un tiempo breve de uno a varios segundos. En condiciones de falla si la corriente de salida del inversor excede el umbral antes mencionado de 2 a 3 pu, la protección de sobrecorriente mantendrá la corriente en ese umbral momentáneamente, luego durante varios ciclos, el control reduce la corriente entre 1 a 1.3 pu, finalmente si la falla persiste por más de varios segundos y no se dispara ninguna protección el

inversor se desconecta, este comportamiento se muestra con detalle en la Figura 2.10.

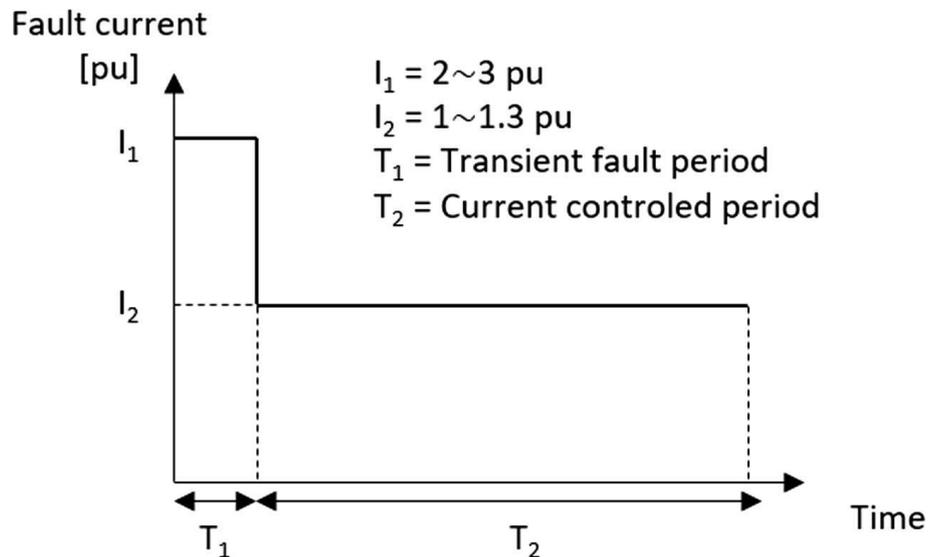


Figura 2.10 Gráfica de comportamiento de limitador de corriente de inversor [15].

Considerando las limitaciones de los inversores comerciales antes mencionados y el análisis realizado en [14], en el presente proyecto se emplea un umbral de corriente de 1.2 pu, con el objetivo de conseguir una respuesta más cercana a la realidad operativa.

2.9 Control de convertidores

La respuesta dinámica de los generadores eólicos y fotovoltaicos que emplean convertidores en su topología, está comandada principalmente por su sistema de control, el cual determina su comportamiento en estado estable y en condiciones de falla, por lo tanto, es importante conocer los diferentes métodos de control para convertidores en condiciones de red desbalanceada. En [11] se presentan varias estrategias de control, por ejemplo, el control instantáneo activo-reactivo (IARC), el control de secuencia positiva y negativa (PNSC), el control activo-reactivo promedio (AARC), el control de secuencia positiva balanceada (BPSC) y el control flexible de secuencia positiva y negativa (FPNSC), donde el desempeño de cuatro de estas

El análisis realizado en [11], determina que es necesario emplear una manera más flexible de controlar la relación entre los voltajes de secuencia positiva V^+ y los voltajes de secuencia negativa V^- , esto mediante el ingreso de los coeficientes flexibles k_1 y k_2 característicos del método (FPNSC).

2.10 Control Flexible de Secuencia Positiva y Negativa (FPNSC)

En [16] se menciona que los voltajes y corrientes de un sistema trifásico de 3 hilos puede ser expresado mediante sus componentes simétricos mediante la siguiente expresión:

$$v = v^+ + v^- \quad y \quad i = i^+ + i^- \quad (2.9)$$

De acuerdo con la teoría de potencia instantánea presentada en [16], la potencia activa se puede calcular como el producto escalar de las tensiones y corrientes instantáneas y la potencia reactiva como el producto vectorial de estas.

$$p = v \cdot i \quad (2.10)$$

$$q = v \times i = v_{\perp} \cdot i \quad (2.11)$$

Donde v_{\perp} adelanta en 90° al voltaje de secuencia positiva y atrasa 90° al voltaje de secuencia negativa [18], esto puede ser representado en el marco de referencia estacionario de la siguiente manera.

$$v_{\perp\alpha\beta} = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} v_{\alpha\beta} \quad (2.12)$$

Considerando las componentes de secuencia positiva y negativa de (2.9) en (2.10) y (2.11) se tiene:

$$p = v^+ i^+ + v^- i^- + v^+ i^- + v^- i^+ \quad (2.13)$$

$$q = v_{\perp}^+ i^+ + v_{\perp}^- i^- + v_{\perp}^+ i^- + v_{\perp}^- i^+ \quad (2.14)$$

Se obtienen dos términos que representan la potencia activa y reactiva, el primero corresponde a la parte constante que es obtenida por el producto punto entre voltaje y corriente de la misma secuencia, el segundo término representa la parte oscilatoria armónica originado por el producto punto de voltaje y corriente de secuencias diferentes, aplicando las definiciones descritas en [19] donde se ingresan los denominados coeficientes flexibles que caracterizan el método FPNSC y se despejan las corrientes inyectadas obteniendo las siguientes expresiones.

$$i_P^* = P^* \left(\frac{k_1 v^+}{|v^+|^2} + \frac{(1-k_1)v^-}{|v^-|^2} \right) \quad (2.15)$$

$$i_Q^* = Q^* \left(\frac{k_2 v_{\perp}^+}{|v^+|^2} + \frac{(1-k_2)v_{\perp}^-}{|v^-|^2} \right) \quad (2.16)$$

La expresión de i_P^* obtenida representa el aporte de corriente activa, mientras que i_Q^* el aporte de corriente reactiva.

Las ecuaciones (2.15) y (2.16) pueden ser representadas en el marco de referencia estacionario en las componentes $\alpha\beta$ como se indica en [20].

$$i_{\alpha}^* = P^* \frac{2}{3} \left(\frac{v_{\alpha}^+ k_1}{(v_{\alpha}^+)^2 + (v_{\beta}^+)^2} + \frac{v_{\alpha}^- (1-k_1)}{(v_{\alpha}^-)^2 + (v_{\beta}^-)^2} \right) + Q^* \frac{2}{3} \left(\frac{v_{\beta}^+ k_2}{(v_{\alpha}^+)^2 + (v_{\beta}^+)^2} + \frac{v_{\beta}^- (1-k_2)}{(v_{\alpha}^-)^2 + (v_{\beta}^-)^2} \right) \quad (2.17)$$

$$i_{\beta}^* = P^* \frac{2}{3} \left(\frac{v_{\beta}^+ k_1}{(v_{\alpha}^+)^2 + (v_{\beta}^+)^2} + \frac{v_{\beta}^- (1-k_1)}{(v_{\alpha}^-)^2 + (v_{\beta}^-)^2} \right) - Q^* \frac{2}{3} \left(\frac{v_{\alpha}^+ k_2}{(v_{\alpha}^+)^2 + (v_{\beta}^+)^2} + \frac{v_{\alpha}^- (1-k_2)}{(v_{\alpha}^-)^2 + (v_{\beta}^-)^2} \right) \quad (2.18)$$

Estas expresiones representan la referencia de corriente en las componentes $\alpha\beta$, se observa que estas dependen de los valores de P^* y Q^* que constituyen las referencias de potencia activa y reactiva que demanda la red o que determina el operador del sistema de transmisión, además de los valores de k_1 y k_2 que son diseñados para regular la relación entre la secuencia positiva con la potencia activa y la secuencia negativa con la potencia reactiva [20].

- **Limitación de corrientes máximas del convertidor**

Empleando las definiciones de las componentes de secuencia en el marco de referencia estacionario, se tienen las siguientes expresiones.

$$v_{\alpha}^+ = V^+ \cos(\omega t + \phi^+), \quad v_{\alpha}^- = V^+ \cos(-\omega t + \phi^-), \quad (2.19)$$

$$v_{\beta}^+ = V^+ \sin(\omega t + \phi^+), \quad v_{\beta}^- = V^+ \sin(-\omega t + \phi^-), \quad (2.20)$$

Donde la magnitud y el ángulo de cada componente del voltaje de secuencia está determinada por:

$$V^+ = \sqrt{(v_{\alpha}^+)^2 + (v_{\beta}^+)^2}, \quad \phi_1 = \tan^{-1} \left(\frac{v_{\beta}^+}{v_{\alpha}^+} \right) - \omega t \quad (2.21)$$

$$V^- = \sqrt{(v_{\alpha}^-)^2 + (v_{\beta}^-)^2}, \quad \phi_2 = \tan^{-1}\left(\frac{v_{\beta}^-}{v_{\alpha}^-}\right) + \omega t \quad (2.22)$$

$$\delta = \phi_1 - \phi_2 \quad (2.23)$$

Aplicando las definiciones presentadas en [21] donde se derivan las amplitudes de corrientes de secuencia positiva y negativa.

$$I_p^+ = \frac{2k_1 P^*}{3V^+}, \quad I_p^- = \frac{2(1 - k_1)P^*}{3V^-} \quad (2.24)$$

$$I_q^+ = \frac{2k_2 Q^*}{3V^+}, \quad I_q^- = \frac{2(1 - k_2)Q^*}{3V^-}, \quad (2.25)$$

Considerando las corrientes de referencia en $\alpha\beta$ presentadas en (2.17) y (2.18) como sigue.

$$i_{\alpha}^* = I^+ \cos(\omega t + \phi^+ - \theta_p) + I^- \cos(\omega t - \phi^- + \theta_n) \quad (2.26)$$

$$i_{\beta}^* = I^+ \sin(\omega t + \phi^+ - \theta_p) - I^- \sin(\omega t - \phi^- + \theta_n) \quad (2.27)$$

Donde la magnitud y el ángulo de cada componente de la corriente de secuencia está determinada por las siguientes expresiones.

$$I^+ = \sqrt{(I_p^+)^2 + (I_q^+)^2}, \quad \theta_p = \tan^{-1}\left(\frac{I_q^+}{I_p^+}\right) \quad (2.28)$$

$$I^- = \sqrt{(I_p^-)^2 + (I_q^-)^2}, \quad \theta_n = \tan^{-1}\left(\frac{I_q^-}{I_p^-}\right) \quad (2.29)$$

Las ecuaciones (2.26) y (2.27) representan la corriente asimétrica resultante de la suma de las corrientes de secuencia positiva y negativa, formando una elipse en el marco de referencia estacionario que se muestra en la Figura 2.12.

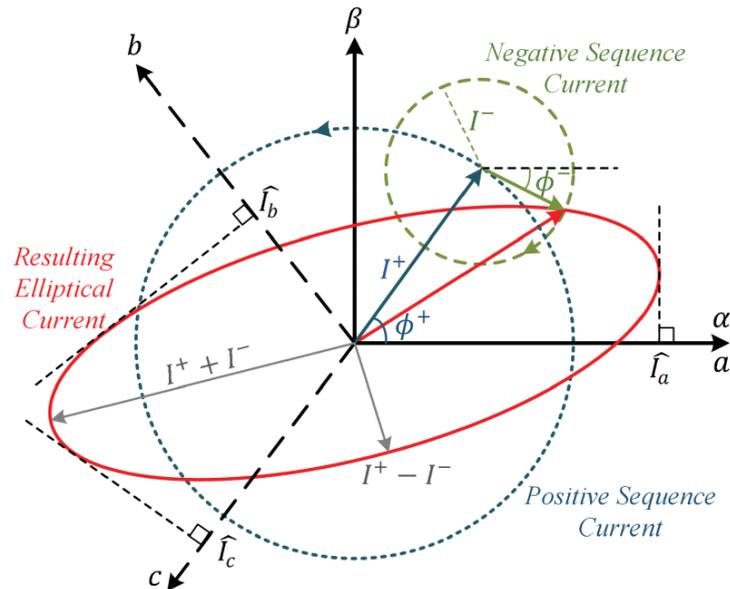


Figura 2.12 Corrientes de referencia elíptica en coordenadas $\alpha\beta$ con sus respectivas componentes de secuencia positiva y negativa que proyectadas en las coordenadas abc determinan los valores máximos de fase [20].

Aplicando el análisis matemático desarrollado en [20], que utiliza la transformada inversa de Clarke para obtener una expresión de las corrientes trifásicas y calcular la proyección máxima, se obtiene:

$$i_{abc}^* = \cos(\gamma)i_{\alpha}^* - \sin(\gamma)i_{\beta}^* \quad (2.30)$$

Siendo:

$$\gamma = \begin{cases} 0, & \text{para la fase A} \\ -\frac{2\pi}{3}, & \text{para la fase B} \\ \frac{2\pi}{3}, & \text{para la fase C} \end{cases} \quad (2.31)$$

Expandiendo las funciones trigonométricas y proyecciones de vectores desarrolladas en [11], finalmente se llega a la expresión del valor pico de las corrientes de fase, que se emplea para calcular las referencias de potencia.

$$\hat{I} = \sqrt{(I^+)^2 + (I^-)^2 + 2I^+I^- \cos(2\gamma + \delta - \theta_n - \theta_p)} \quad (2.32)$$

2.11 Generación de referencia actual

Los métodos de control de convertidores para redes desbalanceadas analizadas en [11] tienen una característica común, que es la dependencia de una referencia de potencia activa y reactiva externa, que típicamente es determinada desde el punto de vista del convertidor. No obstante, en condiciones de desequilibrio es necesario el cálculo de la referencia actual de forma dinámica, ya que esta es la encargada de comandar los valores de referencia en condiciones de falla.

En [20] se propone un algoritmo de cálculo de referencia actual el cual se basa en los códigos de red alemán.

- **Código de red alemán VDE-AR-N 4110 y VDE-AR-N 4120**

Entre otras normativas para la conexión en redes de media y alta tensión del sistema alemán, este documento define los requerimientos para la permanencia conectada durante un evento de falla en media tensión VDE-AR-N 4110 y para alta tensión VDE-AR-N 4120, cuyos resúmenes se encuentran disponibles en [22] y [23], donde se menciona en la sección 10.2.3, que trata sobre el soporte de red dinámica cuya curvas características para distintos tipos de falla se muestran en la Figura 2.13. En ésta se observa las curvas correspondientes a una falla simétrica, falla bifásica y bifásica a tierra, con base en esta gráfica se determinó en [20] que el control requiere de una respuesta, más robusta cuando se trata de fallas bifásicas.

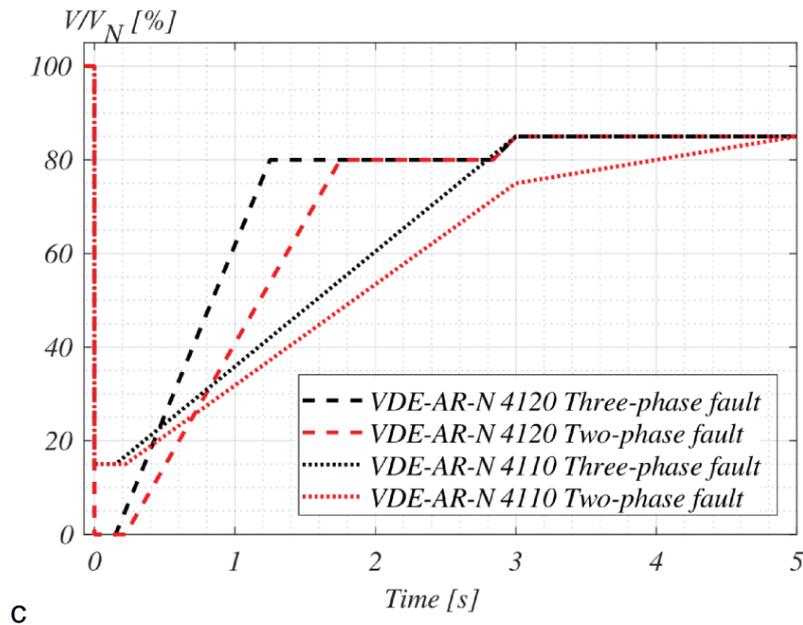


Figura 2.13 Requisitos de funcionamiento continuo de alto y medio voltaje, se indica el tiempo de permanecer conectado, las líneas negras identifican las fallas trifásicas y las líneas rojas las fallas bifásicas, siendo V_n el voltaje nominal del sistema y V el mínimo voltaje de línea durante la falla [20].

En este documento también se determina la curva característica de K , (K^+ y K^-) en el presente proyecto, también se establece un intervalo de configuración entre $2 \leq K \leq 6$ dependiendo de la variación del voltaje de secuencia positiva y negativa respectivamente, adicionalmente se determina el tiempo de respuesta de 30ms luego de detectada la falla.

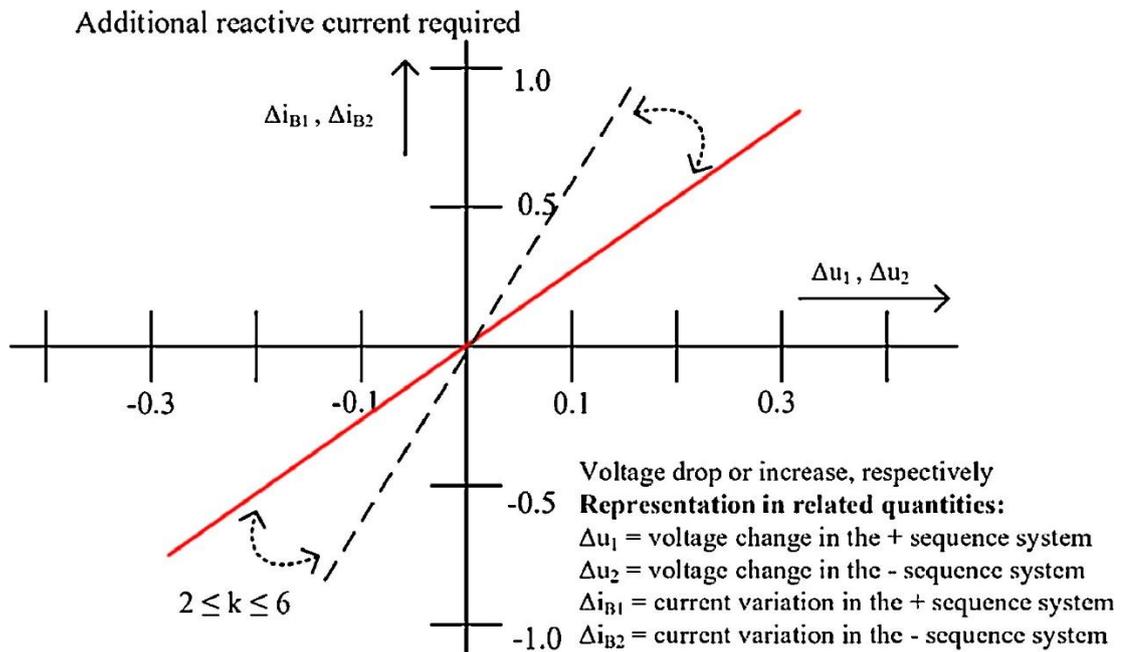


Figura 2.14 Inyección de corriente reactiva en condiciones de falla según código de red alemán [22] , [23].

Basado en el código de red estudiado, en [20] se plantean los requerimientos de inyección de potencia reactiva incluyendo los factores K^+ y K^- , para esto se establece el factor de proporcionalidad $K^+ = K^- = 2$, mientras no se especifique otro valor, respetando el intervalo correspondiente.

Empleando los coeficientes K^+ y K^- , la referencia de potencia reactiva puede escribirse como:

$$Q^* = Q^+ + Q^- \quad (2.33)$$

$$Q^+ = Q^* k^2, \quad Q^- = Q^*(1 - k^2) \quad (2.34)$$

Considerando que desde el punto de vista de la red resulta beneficioso adaptar dinámicamente el valor de k^2 , de acuerdo con el desequilibrio del voltaje, cuando se presenta una falla la potencia máxima que puede ser inyectada será asignada a la inyección de corriente reactiva, con base a esto se establece el siguiente comportamiento de Q^+ y Q^- .

$$Q^+ = \begin{cases} 0 & ; \text{si } V^+ > 0.9 \\ K^+ Q_{max}(1 - V^+) & ; \text{si } 1 - 1/K^+ < V^+ < 0.9 \\ Q_{max} & ; \text{otros casos} \end{cases} \quad (2.35)$$

$$Q^- = \begin{cases} 0 & ; \text{si } V^- < 0.1 \\ K^- Q_{max} V^- & ; \text{si } 0.1 < V^- < 1/K^- \\ Q_{max} & ; \text{otros casos} \end{cases} \quad (2.36)$$

$$Q^* = Q^+ + Q^- = Q_{max}(K^+(1 - V^+) + K^- V^-) \quad (2.37)$$

$$k_2 = \frac{Q^+}{Q^*} = \frac{K^+(1 - V^+)}{K^+(1 - V^+) + K^- V^-} \quad (2.38)$$

Con estas relaciones se consigue que k_2 dependa únicamente de la relación entre la magnitud del voltaje de secuencia positiva y negativa, además de las constantes de proporcionalidad determinadas por el código de red, es decir, el comportamiento dinámico del sistema en condiciones de falla, se adaptará a los requerimientos del código de red de cada país.

La ecuación (2.37) depende del valor de Q_{max} que puede ser calculado a partir del análisis empleado en [11] y [20], para esto se prioriza la inyección de potencia reactiva sobre la reactiva haciendo $P^* = 0$, considerando la corriente límite del convertidor se resuelve la ecuación (2.39).

$$Q_{max} = \min \left(\frac{3}{2} \sqrt{\frac{I_{lim}^2 (V^+)^2 (V^-)^2}{k_2^2 (V^-)^2 + (1 - k_2)^2 (V^+)^2 - 2k_2(1 - k_2) \cos(2\gamma + \delta) V^+ V^-}} \right) \quad (2.39)$$

Una vez obtenido el valor de Q_{max} puede ser calculado Q^* , cabe mencionar que el denominador está restringido a valores mayores a cero, esto para todos los valores de γ presentados en (2.31), luego reemplazando la potencia reactiva de referencia en la expresión de \hat{I}^2 desarrollada en [11] y [20] a partir de (2.32) se obtienen los coeficientes de la función cuadrática de la potencia activa residual.

$$a = \frac{4}{9} \left(\frac{k_1^2 (V^-)^2 + (1 - k_1)^2 (V^+)^2 + 2k_1(1 - k_1) \cos(2\gamma + \delta) V^+ V^-}{(V^+)^2 (V^-)^2} \right) \quad (2.40)$$

$$b = -\frac{4}{9} Q^* \left(\frac{2V^+ V^- \sin(2\gamma + \delta) (k_1 + k_2 - 2k_1 k_2)}{(V^+)^2 (V^-)^2} \right) \quad (2.41)$$

$$c = \frac{4}{9}(Q^*)^2 \left(\frac{k_2^2(V^-)^2 + (1 - k_2)^2(V^+)^2 - 2k_2(1 - k_2) \cos(2\gamma + \delta)V^+V^-}{(V^+)^2(V^-)^2} \right) \quad (2.42)$$

Reemplazando a, b y c en (2.43).

$$0 = aP_r^{*2} + bP_r^* + c - I_{lim}^2 \quad (2.43)$$

Finalmente resolviendo la ecuación cuadrática resulta.

$$P_r^* = \min \left(\frac{-b + \sqrt{-4a(c - I_{lim}^2) + b^2}}{2a} \right) \quad (2.44)$$

Cabe mencionar que el cálculo de los valores dentro de la raíz de P_r^* está restringido para mayores o iguales a cero, para todos los valores de γ presentados en (2.31).

2.12 Control Proporcional Resonante

La operación de regulación de corriente ha tomado un valor importante en los sistemas de conversión de energía en sistemas de potencia y aplicaciones de filtros, este tipo de controladores introduce una ganancia infinita a la frecuencia de resonancia, eliminando el error de estado estable. Debido a esta ganancia teórica, se pueden provocar problemas de inestabilidad y para solucionar esto se agrega amortiguamiento al sistema, mediante el término ω_c que representa el ancho de banda considerado con respecto a la frecuencia de resonancia.

$$GPR(s) = \frac{2\omega_c s}{s^2 + 2\omega_c s + \omega_o^2} \quad (2.45)$$

Donde:

ω_o : frecuencia de resonancia del sistema

ω_c : frecuencia de amortiguamiento

2.13 Modulación PWM

Esta técnica se basa en la comparación de una señal moduladora de referencia m y la señal triangular portadora.

La relación entre las amplitudes de modulación m y las ondas portadoras se denomina índice de modulación, así también la relación entre las frecuencias de ambas señales se denomina índice de portadora.

Las técnicas PWM se clasifican según las características de la onda moduladora, que es ampliamente utilizada en sistemas de inversores donde el objetivo es conseguir la menor distorsión armónica y garantizar una relación lineal entre V_{salida} y el índice de modulación [11].

2.14 Fallas en Sistemas Eléctricos de Potencia

El análisis de fallas es de gran importancia para la red, debido a que pueden provocar daños al sistema eléctrico de potencia, equipos de medición y demás componentes; adicionalmente, si la falla es producto de un cortocircuito, en este evento se produce una muy baja impedancia entre potenciales diferentes, cuando entran en contacto los conductores energizados o con contacto a tierra.

Debido a su característica en el sistema eléctrico pueden ser fallas simétricas o asimétricas. Las fallas de cortocircuito se clasifican de acuerdo con el evento producido y pueden ser: trifásico a tierra, bifásico, bifásico a tierra y monofásico a tierra.

La falla trifásica ocurre cuando las tres líneas energizadas están cortocircuitadas simultáneamente, como se muestra en la Figura 2.15 a continuación.

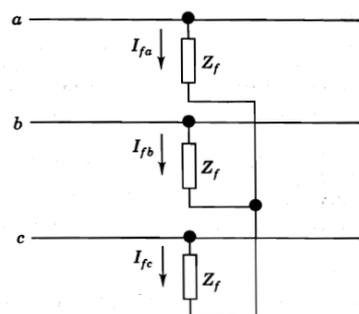


Figura 2.15 Falla trifásica

Sin embargo, si estas fallas ocurren, causan un daño muy severo a los equipos a pesar de que el sistema permanece en condiciones de equilibrio.

Las fallas más comunes que ocurren en la red del sistema de potencia son las fallas asimétricas; este tipo de falla da lugar a corrientes asimétricas (que tienen diferentes magnitudes con un desplazamiento de fase desigual). Estas fallas también se denominan fallas desequilibradas, ya que causan corrientes desequilibradas en el sistema. Las fallas asimétricas incluyen fallas de circuito abierto (condición abierta monofásica y bifásica) y fallas de cortocircuito (excluyendo LLLG y LLL). Las fallas de cortocircuito asimétricas se clasifican en, falla de fase o línea a tierra (LG), falla de fase a fase (LL) y falla de doble línea a tierra (LLG). [24]

2.15 Potencia de Cortocircuito

La potencia de cortocircuito de un sistema depende de las características de la red y de la impedancia de los elementos del sistema de potencia. Para la determinación de la potencia se requiere estudiar el flujo del sistema mediante un Thévenin de la red. Esta potencia puede ser expresada por la impedancia a la que hemos reducido la red. Es inversamente proporcional a la impedancia, y proporcional a la admitancia.

$$S_{cc} = UI\sqrt{3} = \frac{U^2}{Z_{cc}} \quad (2.46)$$

2.16 Relación X/R

La relación de la reactancia y la resistencia del circuito considerando la disminución de la componente de CC depende de la relación X/R; X corresponde a la reactancia y R a la resistencia de todos los componentes de circuito entre la fuente y la falla. Si $R = 0$, la relación es infinita y la componente de CC nunca disminuye. Si $X = 0$, la relación es cero, la componente de CC disminuye instantáneamente. En el caso de relaciones intermedias, la componente de CC disminuye con el transcurso del tiempo a cero, dependiendo la duración de este lapso de la relación específica X/R. A mayor reactancia con respecto a la resistencia, más tiempo tardará en disminuir la componente de CC. Se deben conocer los datos exactos de la velocidad de

variación de las reactancias aparentes de los generadores y los datos del decremento de las componentes de CC.

2.17 Programas de análisis de fallas de sistemas eléctricos de potencia

El análisis computacional de fallas en sistemas eléctricos de potencia tiene un rol destacado cuando se trata de redes con presencia de convertidores, ya que si bien es cierto es posible aplicar la teoría de cálculo de fallas mediante componentes de secuencia, en un escenario de operación en estado estable, el cual desprecia el comportamiento dinámico de inyección de corriente de los convertidores como se menciona en [14]; en cambio utilizando métodos numéricos y simulación en los diferentes software disponibles. Es posible conocer dicha respuesta brindando una guía para la determinación del esquema de protecciones más adecuado.

2.17.1 Matlab-Simulink

Las características de Matlab-Simulink permiten el diseño dinámico de sistemas, redes y esquemas de controladores automatizados basados en la generación de código C++ que facilita el análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia aplicado a convertidores mediante la implementación de diagrama de bloques; para esto la herramienta cuenta con la librería SimPower System especializada en el estudio de SEP, incluyendo herramientas predeterminadas que permiten modelar el comportamiento de convertidores.

2.17.2 ETAP

La aplicación del software mediante sus modelos y esquemas de sistemas eléctricos permite simular, optimizar y automatizar los sistemas de potencia gestionando la calidad de la energía bajo condiciones y características de diseño. Tiene diferentes áreas de aplicación en generación, transmisión, distribución y sistemas industriales con estudios de cortocircuito en alta, media y baja tensión.

CAPÍTULO 3

3. METODOLOGÍA

En la sección 2.9 se presentaron varios métodos de control, cada uno con un enfoque particular. Entre estos, el método BPNSC es ampliamente utilizado ya que no requiere de una indicación de inyección de potencia reactiva de secuencia negativa que sea determinado por el código de red, por lo tanto, se permite la inyección de voltajes balanceados ante una falla asimétrica, lo que provoca sobretensiones en las fases no falladas. El método FPNSC revisado en la sección 2.10 supera estas desventajas, ya que considera la inyección de potencia reactiva de secuencia positiva de acuerdo a la variación del voltaje de secuencia positiva y la inyección de potencia reactiva de secuencia negativa de acuerdo a la variación del voltaje de secuencia negativa, esto considerando la limitación de corriente máxima del convertidor, es un método generalizado que permite adaptarse a varios requerimientos de operación. En el presente capítulo se describe la implementación en SimPower Systems de Matlab-Simulink de un sistema de control de convertidor con fuente de voltaje conectado a la red, que incluye el algoritmo de generación de referencia actual introducido en la sección 2.11, que junto con el método FPNSC, permiten controlar de manera efectiva la inyección de potencia activa y reactiva en condiciones de falla asimétricas.

A continuación, se presenta un diagrama simplificado del proceso del sistema de control, cabe recalcar que se despreja el control de corriente de referencia en el puente de enlace DC, en su lugar, la referencia de potencia activa externa es proporcionada por el operador de red, al igual que la referencia de potencia reactiva externa; sin embargo, ya que el voltaje en el puente DC permanece casi constante es posible validar el modelo implementado con los resultados obtenidos en [20].

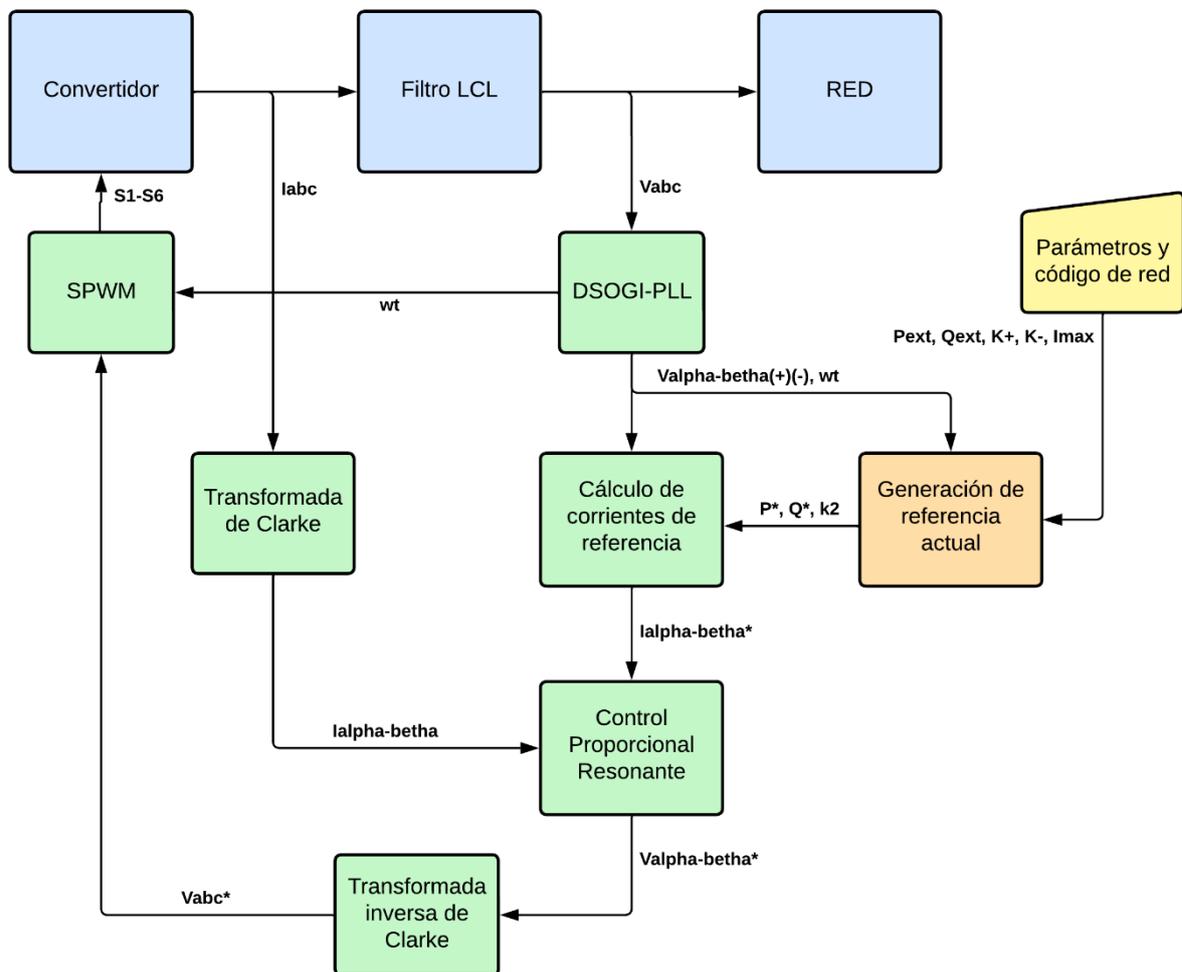


Figura 3.1 Diagrama simplificado de sistema de control de convertidor.

3.1 Modelamiento y control.

Un paso preliminar para el funcionamiento del control es el ingreso de los parámetros de P_{ext} , Q_{ext} y los correspondientes al código de red considerado, K^+ , K^- e I_{max} del convertidor.

En primer lugar, mediante el bloque DSOGI-PLL se separa las componentes de secuencia del voltaje medido en el PCC, empleando el DSOGI que junto con el bloque de SRF- PLL permiten además de obtener las componentes de secuencia positiva y negativa del voltaje, la frecuencia y el ángulo del sistema, necesarios para realizar el correcto seguimiento de estas variables, aun en condiciones de falla.

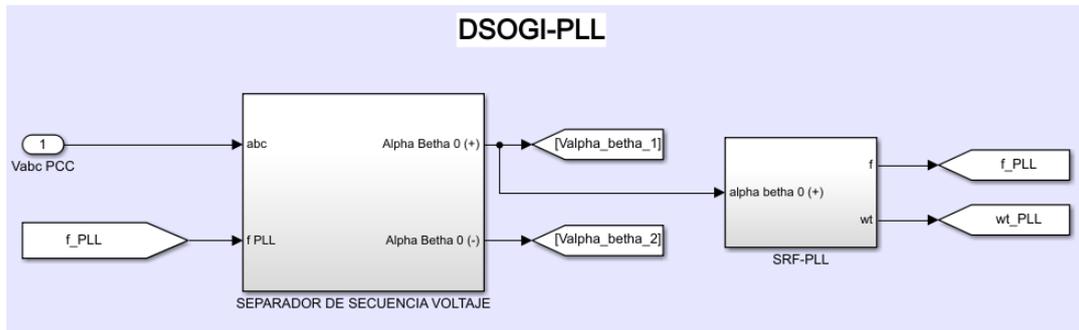


Figura 3.2 Diagrama de bloques de DSOGI-PLL implementado.

Junto con el proceso anterior también se produce la conversión de las corrientes a la salida del inversor a coordenadas $\alpha\beta 0$ por medio de la transformada de Clark invariante de pico (2.2), así también se transformó estos valores al SRF coordenadas $dq0$ para fines de lectura.

Luego de la transformación de los voltajes y corrientes en $\alpha\beta 0$ se realiza una separación de variables α y β , luego se lleva las mediciones al sistema por unidad considerando la potencia y voltajes base, para su posterior procesamiento en el bloque de generación de referencia actual.

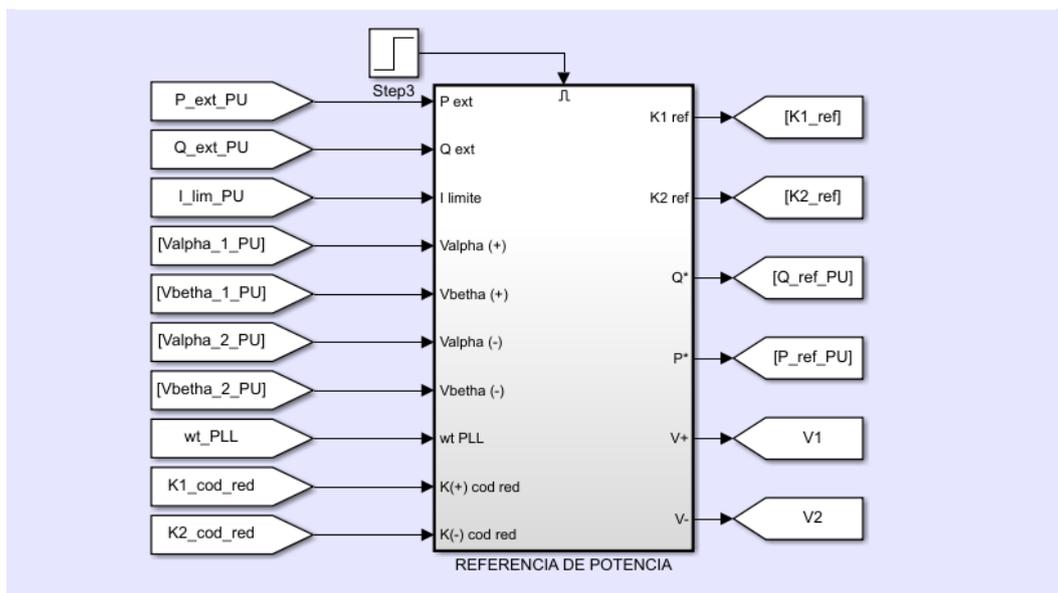


Figura 3.3 Bloque de Generación de referencia actual.

En este se calculan las magnitudes de los voltajes de secuencia positiva y negativa, sus respectivos ángulos, además de la diferencia entre ambos, denominada delta, mediante (2.21), (2.22) y (2.23) respectivamente.

Se implementó el algoritmo propuesto por [20] para el cálculo dinámico del valor de k_2 , empleando (2.38) también se compara el valor de V^- con el mínimo valor determinado en el código de red utilizado para habilitar el soporte de fallas.

A continuación, se emplea el valor de k_2 en el cálculo de Q^* para lo cual se calcula en primer lugar el valor de Q_{max} . Este bloque tiene como entradas las magnitudes de los voltajes de secuencia y el ángulo delta antes calculado además de la corriente limite en PU, aplicando la expresiones (2.39) evaluada en (2.31), con lo cual se obtiene la potencia reactiva Q_{max} , esta es empleada para calcular las potencias reactivas de secuencia positiva Q^+ y negativa Q^- , esto considerando los valores de K^+ y K^- del código de red (2.35) y (2.36). Finalmente se suman los valores obtenidos (2.33) añadiendo la Q_{ext} y se comparan con Q_{max} obtenida anteriormente, si el valor sobrepasa Q_{max} entonces se define $Q^* = Q_{max}$.

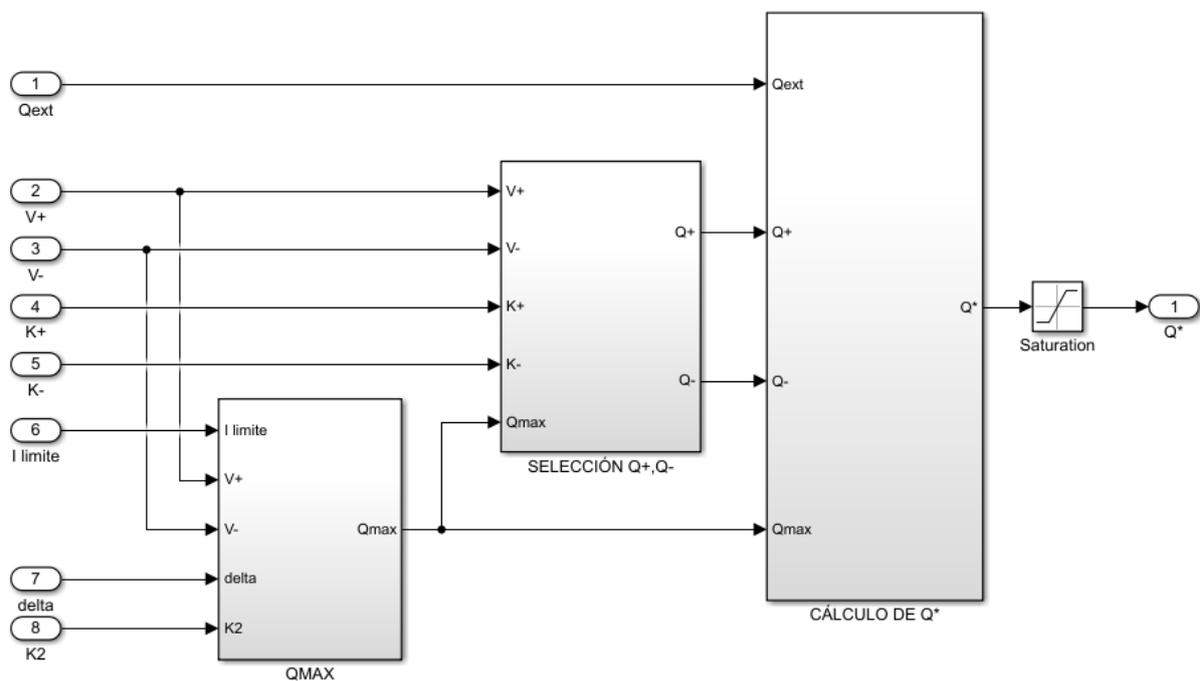


Figura 3.4 Proceso de cálculo de Q^*

Posteriormente con los valores antes obtenidos, se calcula la potencia residual disponible P_r , esto con el objetivo de utilizar toda la potencia nominal del convertidor en condiciones de falla empleando las expresiones (2.40),(2.41),(2.42),(2.43) y (2.44), considerando (2.31), finalmente esta potencia residual es comparada con

la potencia de referencia externa P_{ext} , si el valor de P_r sobrepasa P_{ext} entonces $P^* = P_{ext}$, y si $P_r \leq 0$, $P^* = 0$, obteniendo la potencia de referencia P^* .

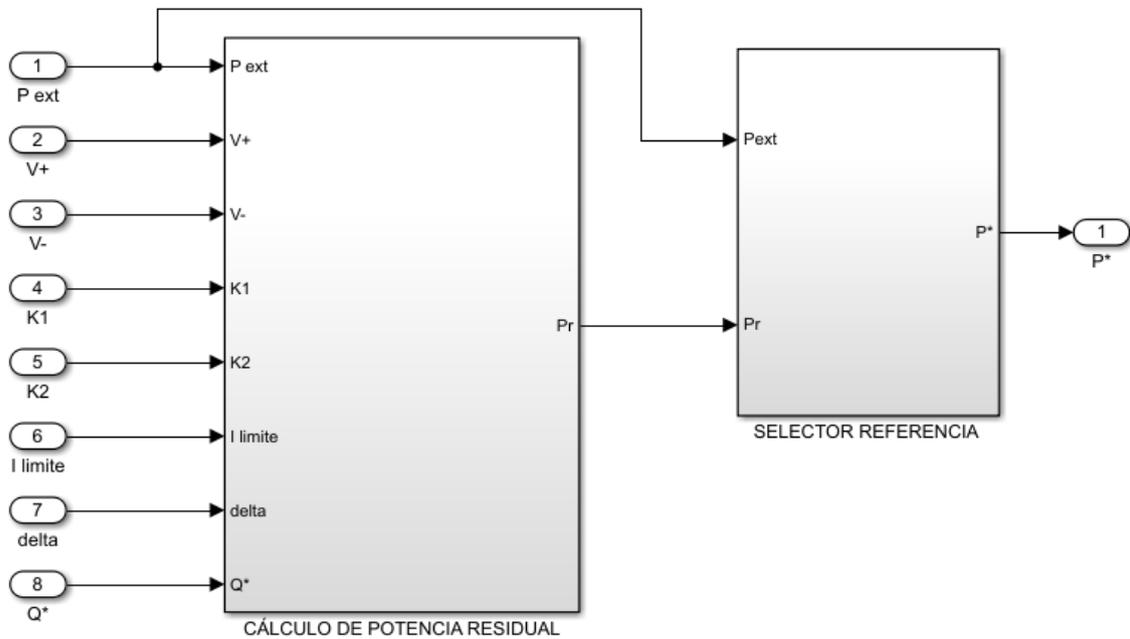


Figura 3.5 Proceso de cálculo de P^*

Posteriormente los valores de P^* y Q^* calculados se reemplazan en (2.17) y (2.18) del método FPNSC, con lo cual se obtienen las corrientes de referencia en el marco de referencia estacionario, aplicando la teoría de potencia instantánea.

Estas referencias son comparadas con los valores de corriente a la salida del convertidor, en el bloque de controlador proporcional resonante que emplea la función de transferencia (2.45), una para cada componente, donde se define la frecuencia de resonancia igual a la frecuencia nominal de la red $\omega_0 = 2\pi f_0$ y una frecuencia de corte correspondiente.

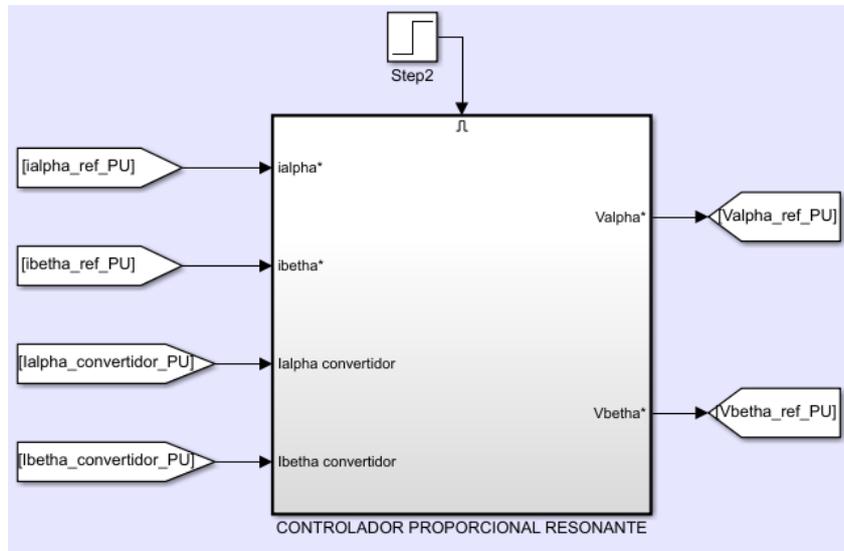


Figura 3.6 Controlador Proporcional Resonante PR.

A la salida del controlador se obtiene el voltaje de referencia en el SRF, estos voltajes de referencia en PU se transforman a valores nominales y se normalizan con respecto al voltaje de la fuente DC, posteriormente estas referencias normalizadas se transforman a las coordenadas abc por medio de la transformada inversa de Clark.

Finalmente, estos valores son ingresados como referencia al bloque de generación SPWM de 2 niveles, adicionando el ángulo de la red obtenido en el DSOGI-PLL para asegurar que se obtenga una salida perfectamente sincronizada con el voltaje de la red.

3.2 Validación del modelo

Una vez implementado el modelo en Matlab-Simulink se procedió a realizar la respectiva comprobación con base en los resultados obtenidos en [20], donde se emplea una topología similar con los valores mostrados en la Figura 3.7.

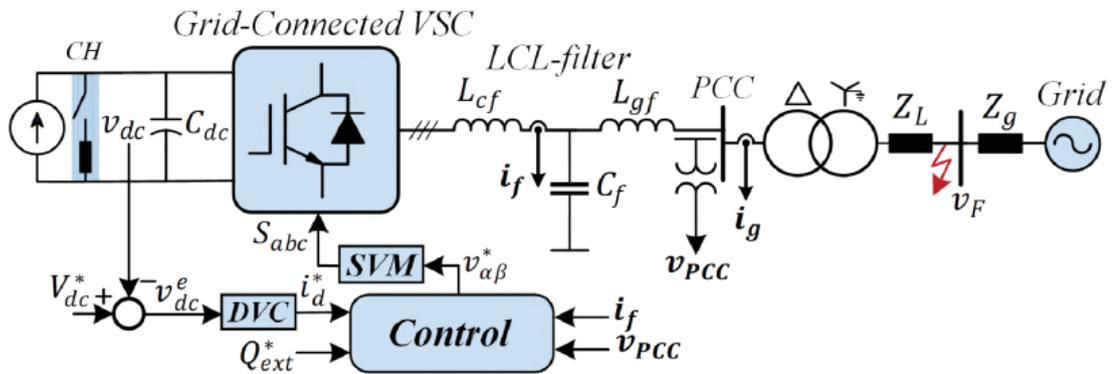


Figura 3.7 Sistema empleado para validar funcionamiento de control implementado [20].

El objetivo del presente trabajo no considera las variaciones de voltaje del puente de enlace DC. Debido a esta premisa inicial se reemplazaron los elementos de control del puente de enlace que incluye la fuente de corriente, la resistencia chopper, y el bloque DVC que controla la referencia de potencia activa que se ingresa al bloque de generación de referencia actual, la cual se considera constante, al igual que la referencia de potencia reactiva externa.

Symbol	Description	Physical Value
S_b	Rated power	7.5 kVA
V_N	Nominal grid voltage	400 V
f_n	Nominal frequency	50 Hz
V_{dc}^*	dc-link voltage reference	730 V
Q_{ext}^*	External reactive power reference	0
C_{dc}	dc-link capacitance	0.5 mF
L_{cf}	Converter-side inductor	0.071 pu
L_{gf}	Grid-side inductor	0.043 pu
C_f	Filter capacitor	0.068 pu
f_{sw}	Switching frequency	10 kHz
f_s	Sampling frequency	10 kHz
Z_L	Line reactance	0.1 pu
Z_g	Grid impedance	0.1 pu
SCR	Short-circuit ratio	5
k^+, k^-	Grid code proportionality constants	2
I_{lim}	Maximum temporary converter current	1.2 pu
$K_{p,ic}$	Proportional gain PR controller	12
$K_{r,ic}$	Resonant gain of PR controller	2000

Figura 3.8 Principales parámetros de red de referencia [20].

Cabe recalcar que la sincronización del convertidor con la red se realiza luego de los 0.3 segundos iniciada la simulación, ya que se obtuvo un tiempo de estabilización experimental del sistema de 0.2s aproximadamente.

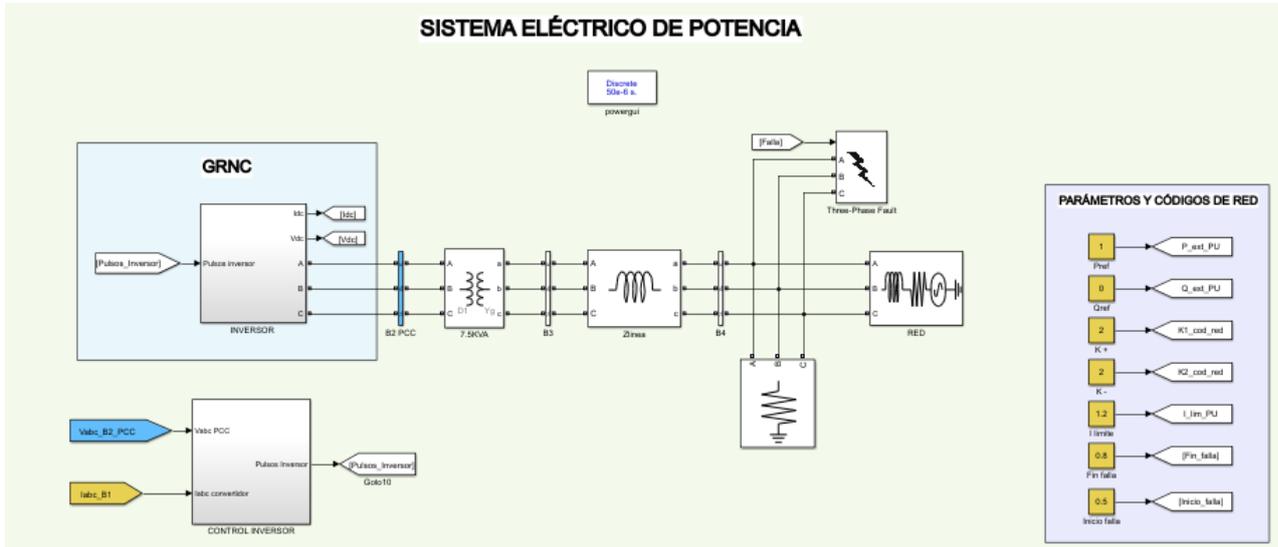


Figura 3.9 Sistema eléctrico de potencia con control de convertidor seguidor de red implementado.

3.3 Implementación del modelo en ETAP.

Se procedió a implementar el sistema anterior en el software, empleando el modelo de generación eólica que proporciona la herramienta denominado WECC (Western Electricity Coordinating Council), se realizó una configuración básica, seleccionando un sistema de conversión total o tipo 4, se prestó especial atención a la configuración del comportamiento en cortocircuito, se configuró una corriente límite de 1.2 pu para el convertidor, y se ajustó la pendiente FRT (Fight Ride Thought) que determina el porcentaje de inyección de corriente con respecto a la caída de tensión, se seleccionó el modo de soporte de corriente reactiva.

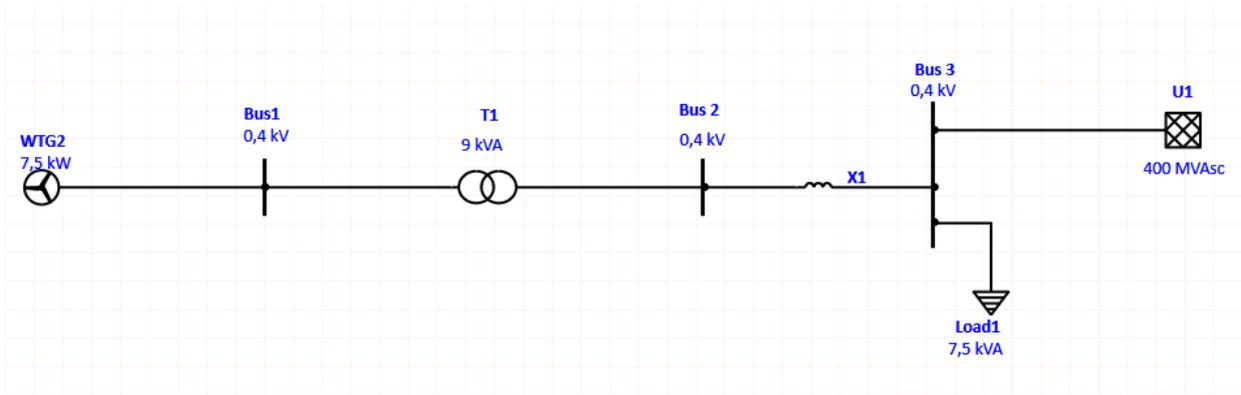


Figura 3.10 Modelo implementado en ETAP.

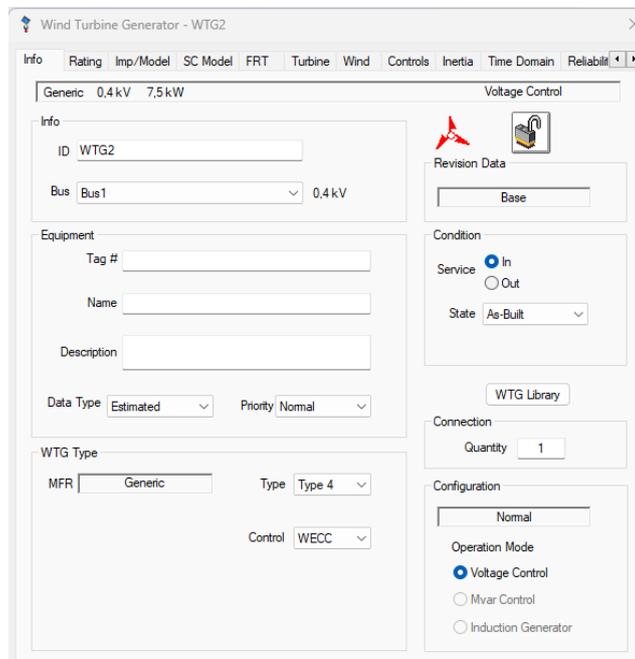


Figura 3.11 Selección de generación eólica Tipo 4.

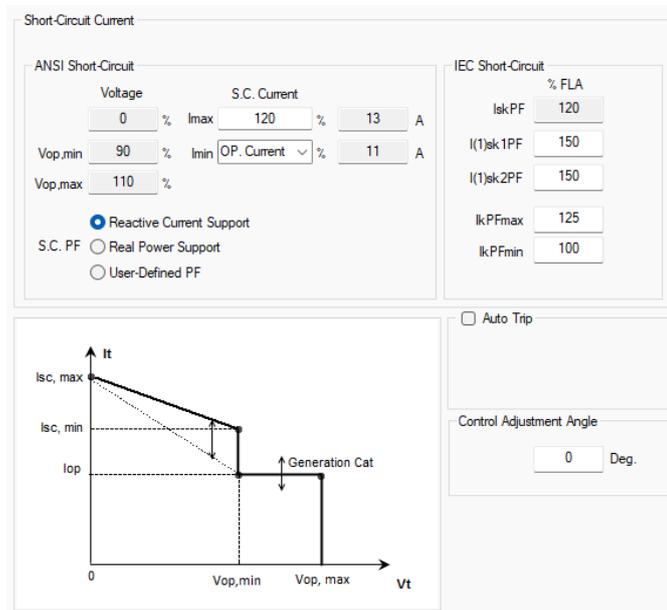


Figura 3.12 Configuración de soporte de corriente reactiva.

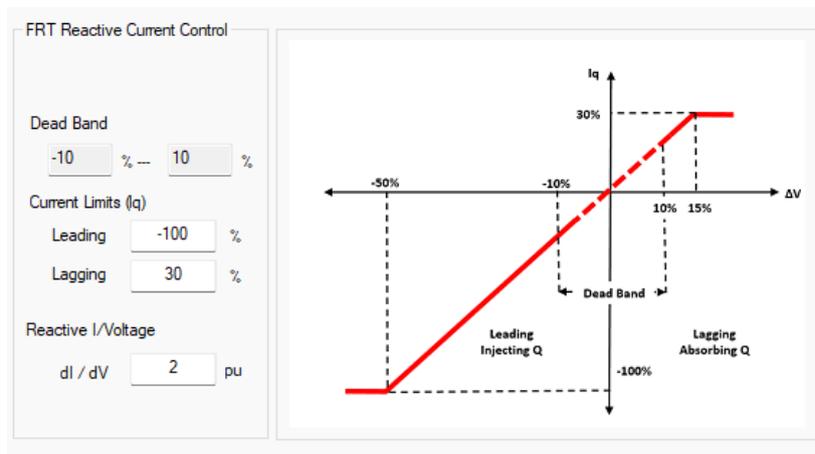


Figura 3.13 Configuración de curva FRT.

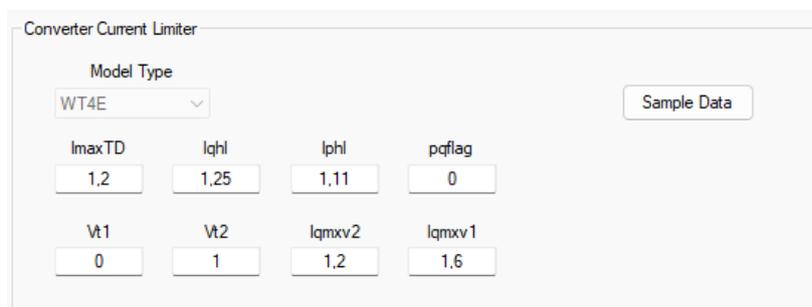


Figura 3.14 Configuración de máxima corriente del convertidor

3.4 Comprobación de dependencia de código de red considerado.

Para verificar la respuesta del sistema ante diversos cambios de requerimiento del código de red se consideró la misma configuración para 3 escenarios diferentes, en el primero con $K^+ = 0$ que representa la priorización del soporte de secuencia negativa, posteriormente se configura $K^- = 0$ que indica la fijación del valor de la constante de proporcionalidad $k_2 = 0$ y finalmente con $K^+ = K^- = 6$ que es el valor máximo determinado en la normativa alemana.

3.5 Determinación de comportamiento del sistema de control ante cambios en la potencia de cortocircuito disponible en el PCC.

Se verificó el comportamiento de la propuesta con distintos niveles de MVAcc disponibles en el PCC en la red, con el objetivo de comprobar el cambio de la dinámica de k_2 por consecuencia de las potencias de referencia obtenidas, se emplearon niveles de 200, 100 y 50 MVAcc, manteniendo constantes los demás parámetros $K^+ = K^- = 2$.

CAPÍTULO 4

4. RESULTADOS Y ANÁLISIS

A continuación, se presentan los resultados de la validación del modelo en Matlab-Simulink y la respectiva comparación con el programa ETAP. Es importante recalcar que la configuración del sistema se realizó con base a los valores típicos brindados por ETAP, los cuales fueron ingresados en los componentes del sistema en Matlab.

4.1 Análisis oscilográfico.

Se realizó tres tipos de fallas para comprobar la correcta respuesta del control implementado, se simularon las fallas LG, LLG, LL y se verificó los valores de referencia conocidos. Cabe destacar que, a diferencia del trabajo previo, se consideró los parámetros de un transformador de aislamiento típicamente empleado en generación eólica distribuida obtenidos en ETAP, además se consideró una potencia de cortocircuito de 400MVA en el equivalente de red.

- **Falla monofásica a tierra.**

Los resultados mostrados en la Tabla 4.1 indican el cumplimiento del límite de inyección de corriente en condiciones de falla de 1.2 pu, los valores de I^+ e I^- muestran la prioridad de inyección de corriente de secuencia negativa, se verificó la capacidad de sostenimiento de la tensión en el PCC obteniendo un VUF del 38%, en la Figura 4.1 (f) se observa la disminución de la entrega de potencia activa $P = 0.079 pu$ durante la falla, priorizando la entrega de potencia reactiva $Q = 0.724 pu$.

Tabla 4.1 Resultados de mediciones de simulación 1.

Variables	Red Referencia	Red implementada
I_{max}	1.2	1.2
I₊	0.5	0.4
I₋	0.85	0.9
V_p	0.9	1.0
V_s	0.8	1.0
V₊	0.63	0.73
V₋	0.26	0.28
VUF	0.41	0.38

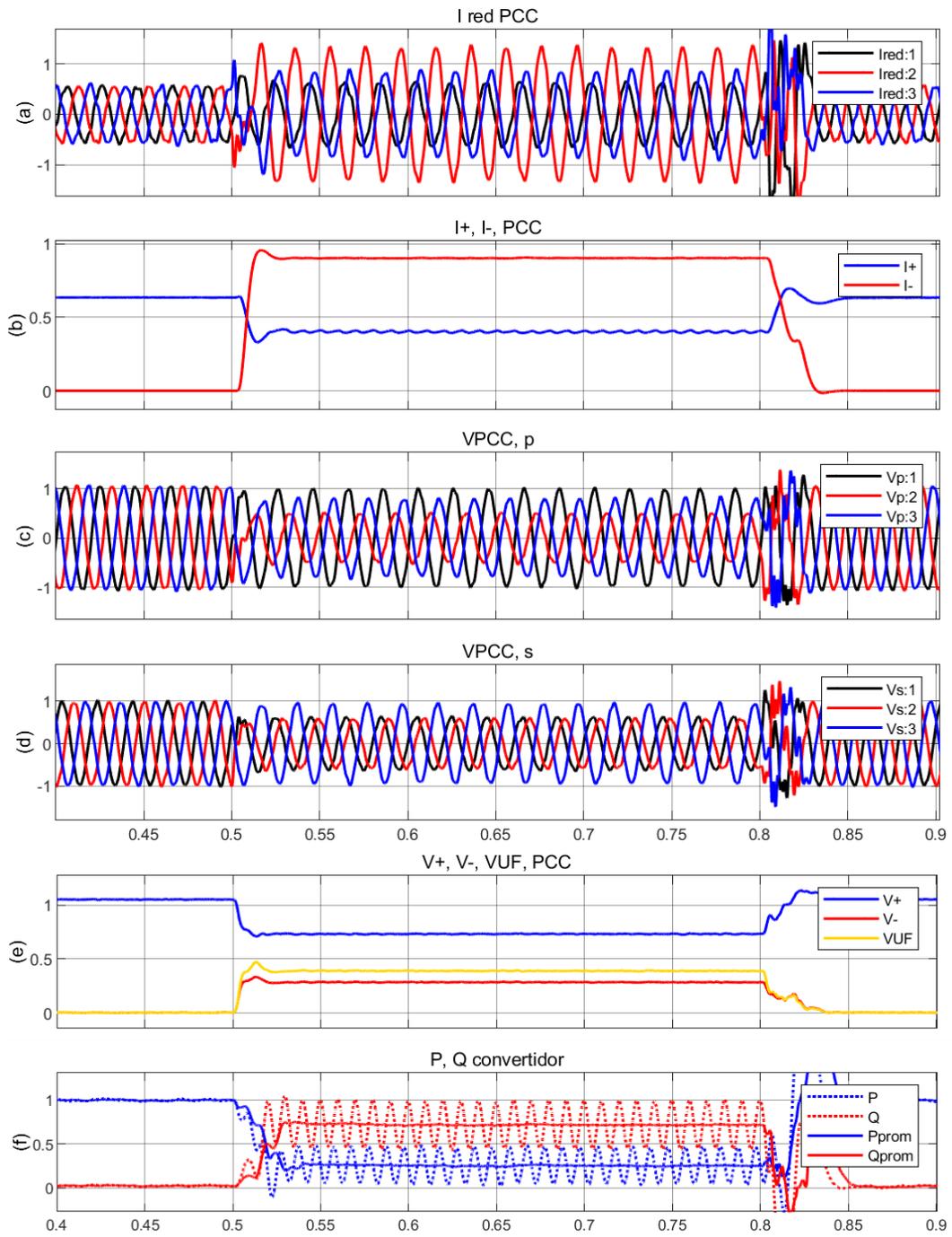


Figura 4.1 Resultados de simulación de falla LG, empleando el método FPNSC junto con el bloque de generación de referencia actual.

- **Falla bifásica a tierra.**

En la Tabla 4.2 se indica el cumplimiento del límite de inyección de corriente en condiciones de falla de 1.2 pu, se observó una distribución entre la corriente de secuencia según los valores de I^+ e I^- obtenidos, se verificó la capacidad de sostenimiento de la tensión en el PCC, pero con un VUF del 67%, el cual fue ligeramente superior al de referencia, en la Figura 4.2(f) se observa la disminución de la entrega de potencia activa $P = 0.177 pu$ durante la falla, priorizando la entrega de potencia reactiva $Q = 0.77 pu$, ambas presentaron menor oscilación en comparación con el caso anterior.

Tabla 4.2 Resultados de mediciones realizadas simulación 2.

Variables	Red Referencia	Red implementada
Imax	1.2	1.2
I+	0.8	0.75
I-	0.4	0.57
Vp	0.48	0.78
Vs	0.55	0.58
V+	0.33	0.45
V-	0.21	0.30
VUF	0.64	0.67

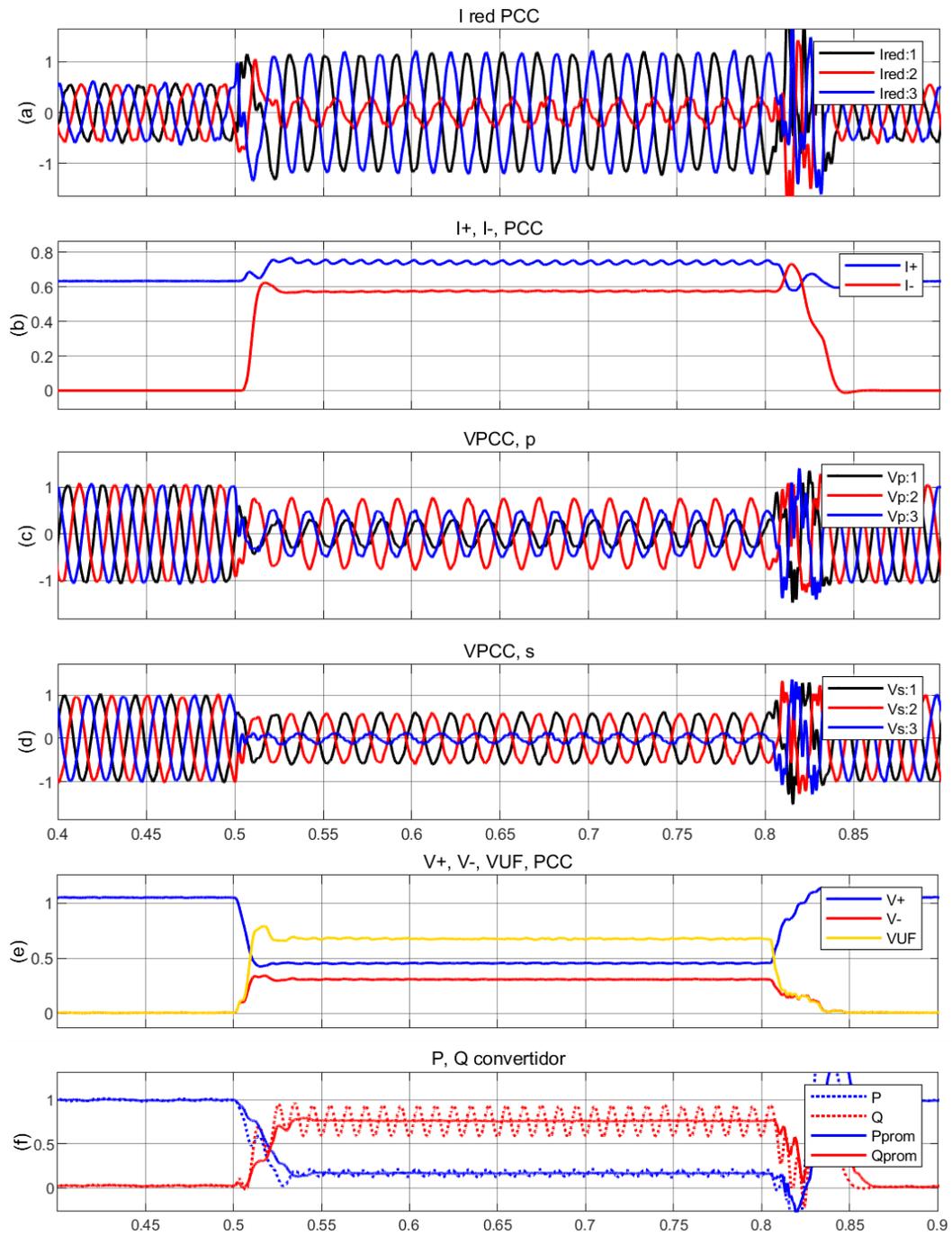


Figura 4.2 Resultados de simulación de falla LLG, empleando el método FPNSC junto con el bloque de generación de referencia actual.

- **Falla bifásica.**

En la Tabla 4.3 se indica el cumplimiento del límite de inyección de corriente en condiciones de falla de 1.2 pu, se observó una distribución entre la corriente de secuencia según los valores de I^+ e I^- obtenidos, se verificó la capacidad de sostenimiento de la tensión en el PCC, pero con un VUF del 78%, ligeramente superior al de referencia. En la Figura 4.3(f) se observa la disminución de la entrega de potencia activa $P = 0.172 pu$ durante la falla, priorizando la entrega de potencia reactiva $Q = 1 pu$, en este caso se observa el mayor valor de Q entregada, además presentaron menor oscilación en comparación con el caso anterior.

Tabla 4.3 Resultados de mediciones realizadas simulación 3.

Variables	Red Referencia	Red implementada
I_{max}	1.2	1.2
I₊	0.56	0.54
I₋	0.64	0.75
V_p	0.83	1.0
V_s	0.96	0.88
V₊	0.54	0.60
V₋	0.41	0.47
VUF	0.76	0.78

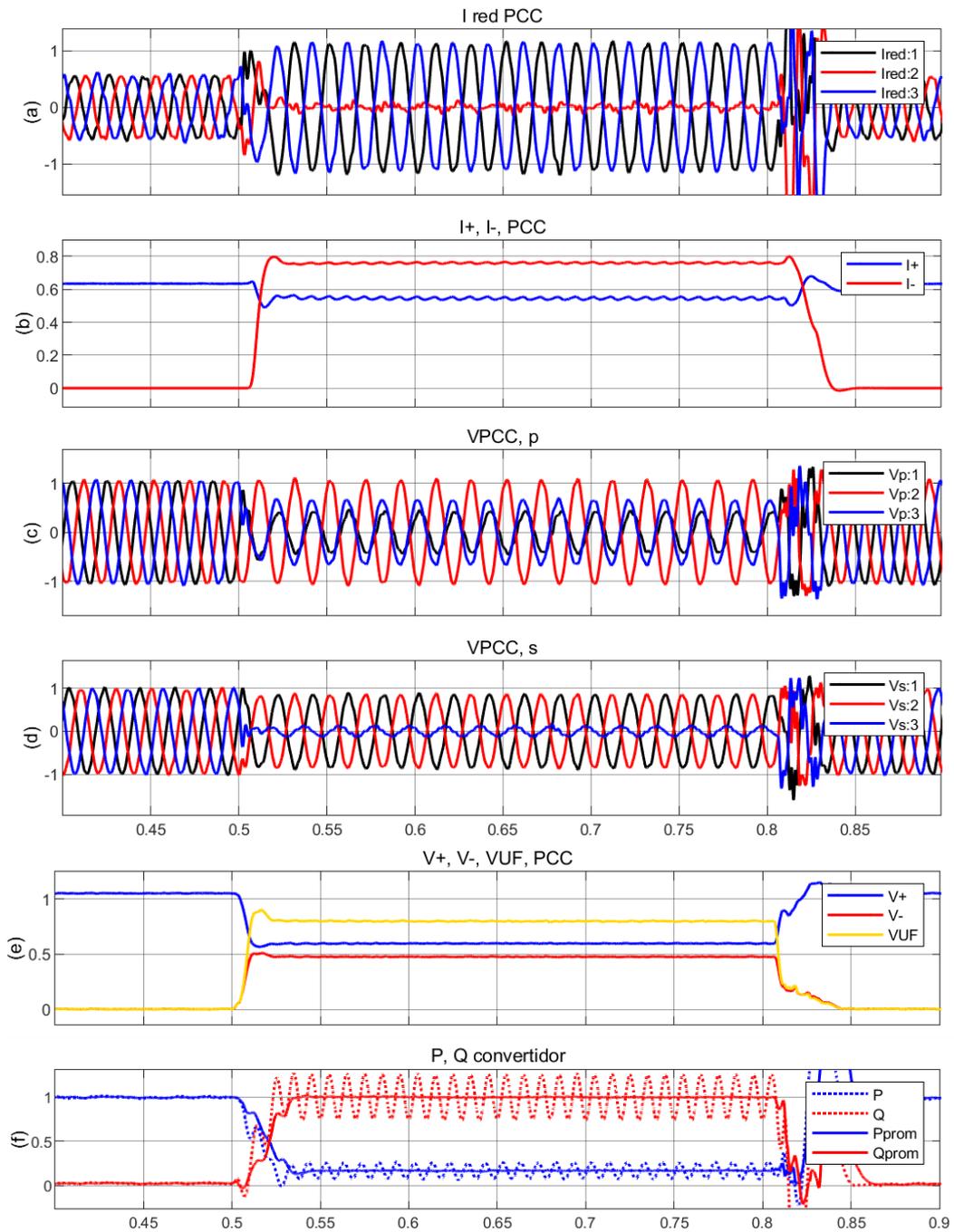


Figura 4.3 Resultados de simulación de falla LL, empleando el método FPNSC junto con el bloque de generación de referencia actual.

- **Respuesta ante diferentes valores del código de red.**

Se comprobó que con $K^+ = 0$ se prioriza el soporte de secuencia negativa, representado en el aumento de la corriente de secuencia negativa $I^- = 1.05 pu$, un aporte reducido de corriente de secuencia positiva $I^+ = 0.15 pu$. Con esta configuración se observa un aporte de corrientes simétricas ante una falla asimétrica, lo cual se refleja en un elevado factor de desbalance de tensión del 87%, se entrega un promedio $P = 0.15 pu$ y $Q = 0.66 pu$.

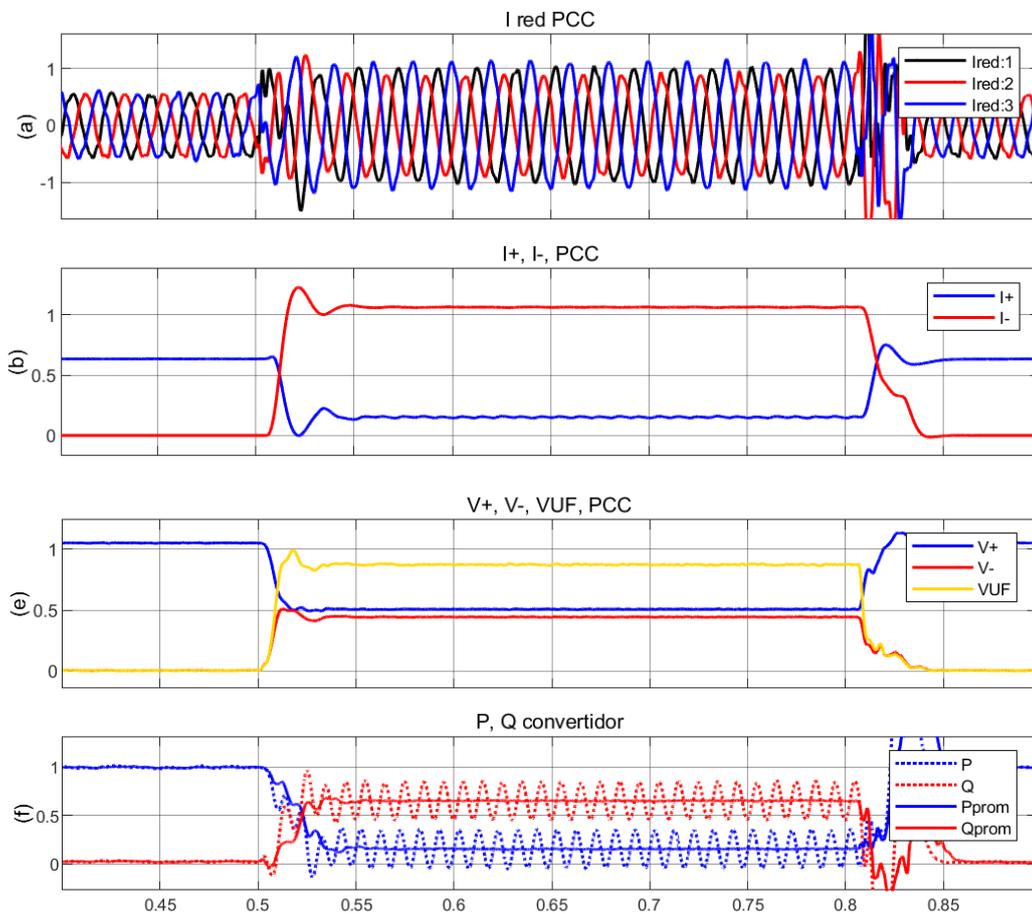


Figura 4.4 Resultados de simulación de sistema en falla LL con $K^+ = 0$.

Se verificó el aporte únicamente de secuencia negativa durante la falla, esto resultó en una I^- máxima alcanzada de 1.2 pu, se observó de igual forma un elevado factor de VUF del 87%, inyectando corrientes balanceadas ante la falla desbalanceada, entregando un promedio de $P = 0.04 pu$ y $Q = 0.7 pu$, que es inferior al valor nominal del convertidor.

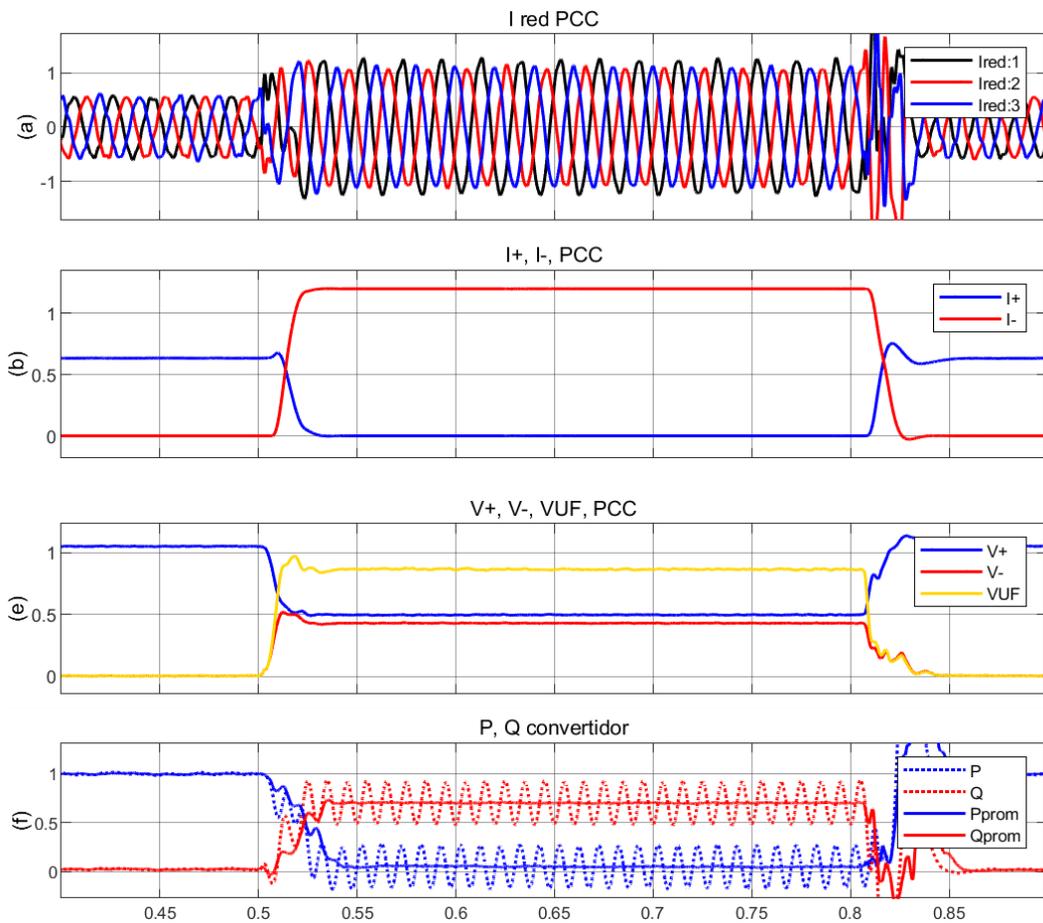


Figura 4.5 Resultados de simulación de sistema en falla LL con $K^- = 0$.

En el caso extremo de los valores de K permitidos por la normativa se observó el aporte de secuencia positiva y negativa durante la falla, esto resultó en una $I^+ = 0.547 pu$, $I^- = 0.761 pu$, se observó un factor de VUF del 80%, una potencia promedio entregada $P = 0.16 pu$ y $Q = 1 pu$, con lo cual se aprovecha la potencia nominal del convertidor. Durante la falla se observó una respuesta desbalanceada, sin embargo, al finalizar se produjo una sobrecompensación que el sistema trató de corregir posteriormente, demostrando la importancia de la correcta selección de dichos valores.

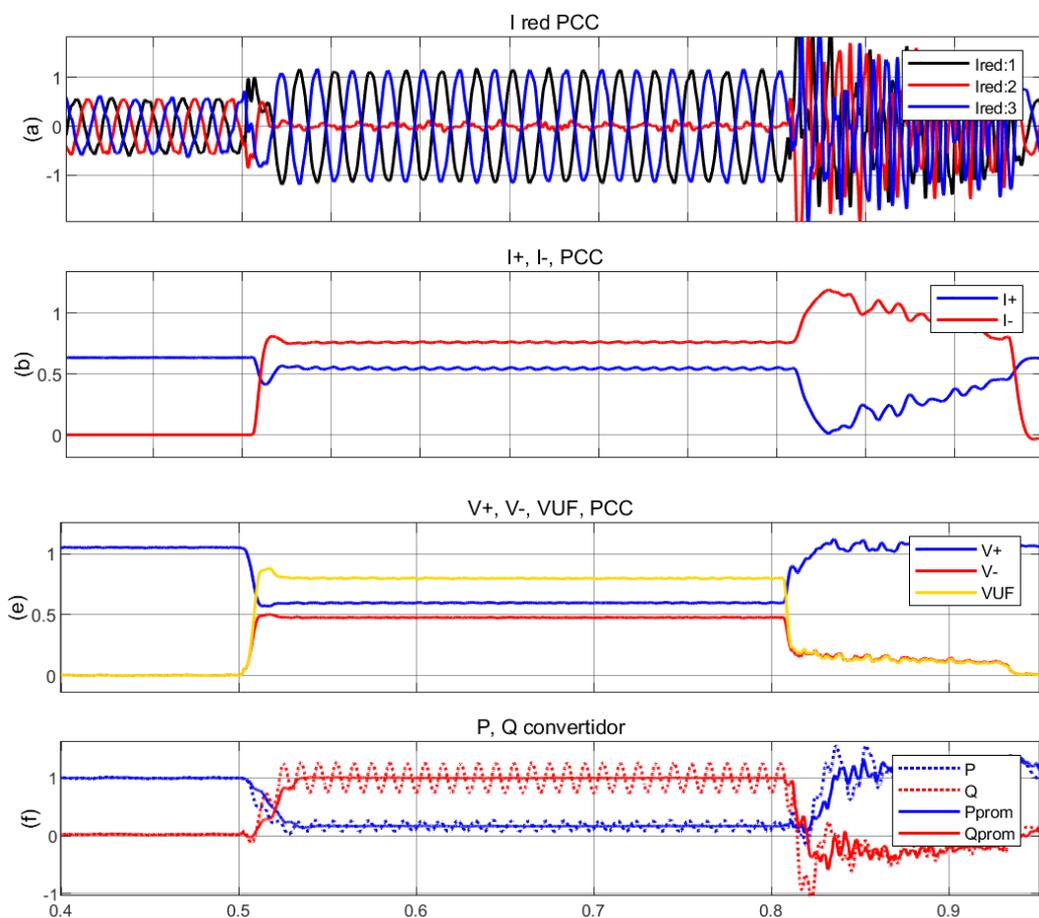


Figura 4.6 Resultados de simulación de sistema en falla LL con $K^+ = K^- = 6$.

- **Respuesta ante diferentes MVAcc disponibles en la red.**

Se observó que para niveles de cortocircuito inferiores de 50MVAcc el sistema tiende a desestabilizarse al finalizar la falla, produciendo oscilaciones considerables. Cabe recalcar que el modelo implementado corresponde a un generador eólico de conversión completa de 7.5 KVA, utilizado en generación eólica distribuida; esta baja potencia de generación influye en la respuesta debilitada ante una falla externa en un sistema con reducida capacidad de soporte de cortocircuito. En estas condiciones de operación también se observó la influencia del tiempo de estabilización del sistema, correspondiente al tiempo empleado por el DSOGI estabilizar la frecuencia detectada de la red.

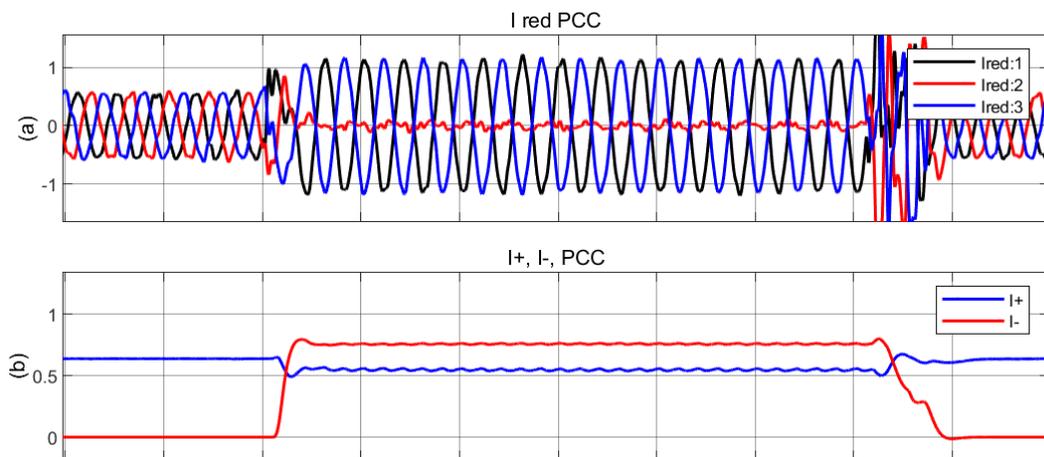


Figura 4.7 Resultados para potencia de cortocircuito disponibles en la red de 200 MVAcc.

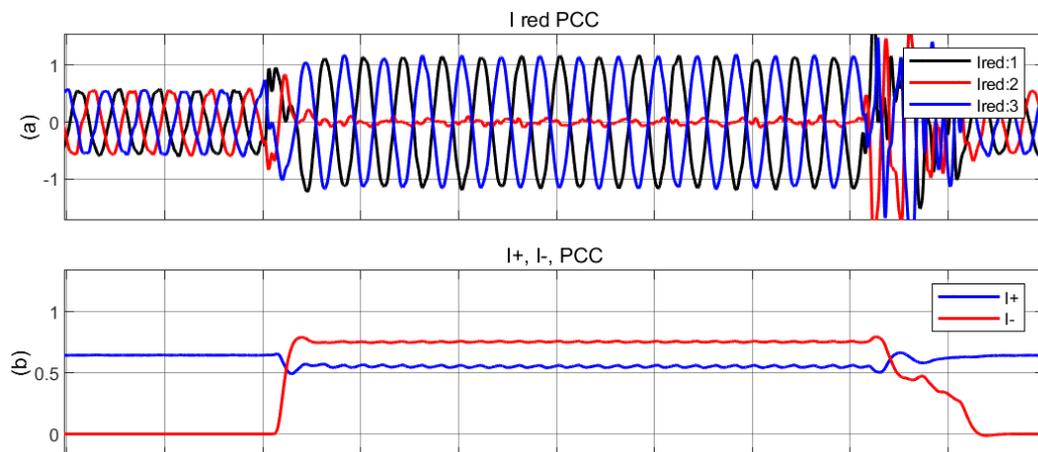


Figura 4.8 Resultados para potencia de cortocircuito disponibles en la red de 100 MVAcc.

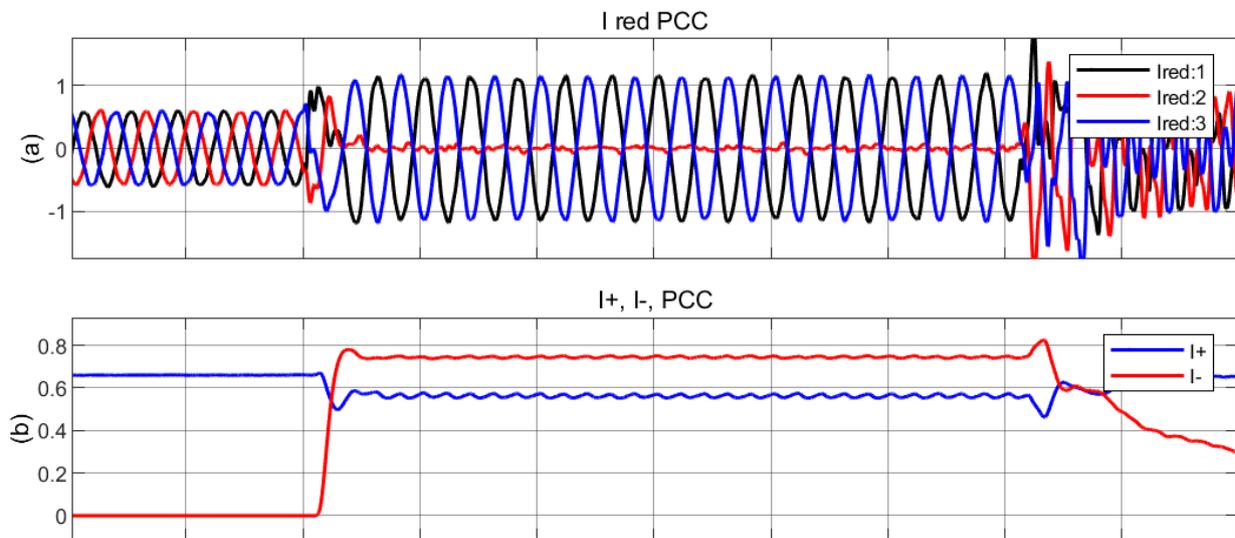


Figura 4.9 Resultados para potencia de cortocircuito disponibles en la red de 50 MVAcc.

4.2 Análisis Fasorial (ETAP)

Se verificó la ventaja de la estrategia de control FPNSC implementada en la aportación de máxima corriente del convertidor en condiciones de falla, en todos los escenarios se mantuvo en 1.2 pu, en comparación con 0.91 máximo alcanzado en las fallas bifásicas, obtenido en el programa, además, la Figura 4.10, Figura 4.11, y Figura 4.12, indican que siempre se inyecta una corriente balanceada en todos los casos, indistintamente del tipo de falla, esto se verificó en las sobretensiones mostradas en la Tabla 4.4.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos en el programa, además de un resumen del estudio de cortocircuito.

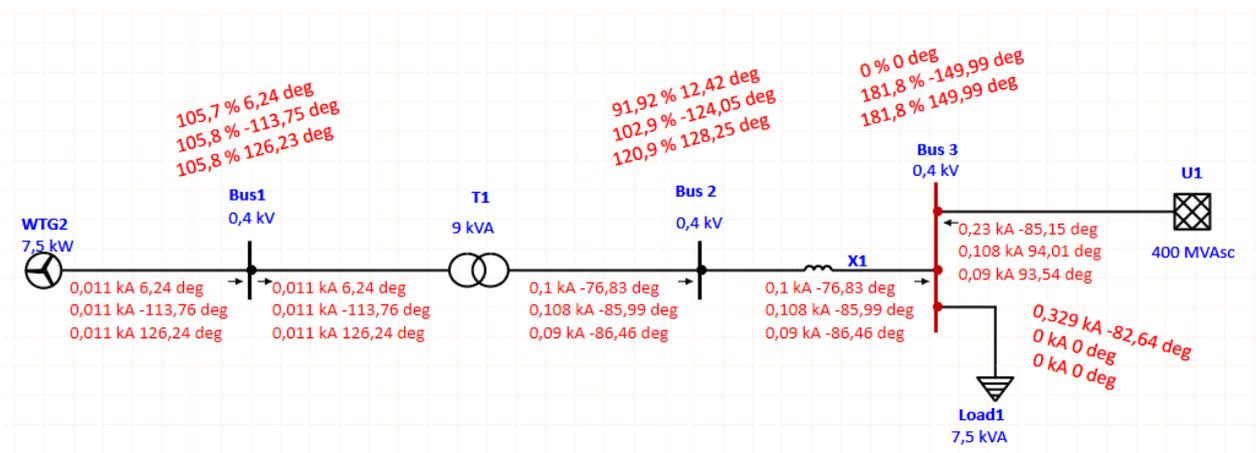


Figura 4.10 Resultados de estudio de cortocircuito de LG en ETAP.

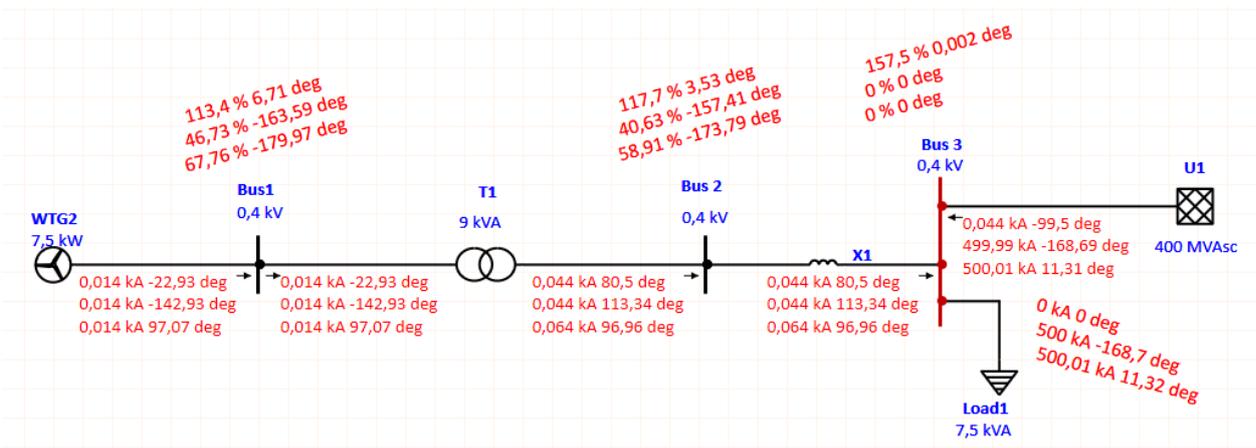


Figura 4.11 Resultados de estudio de cortocircuito de LLG en ETAP.

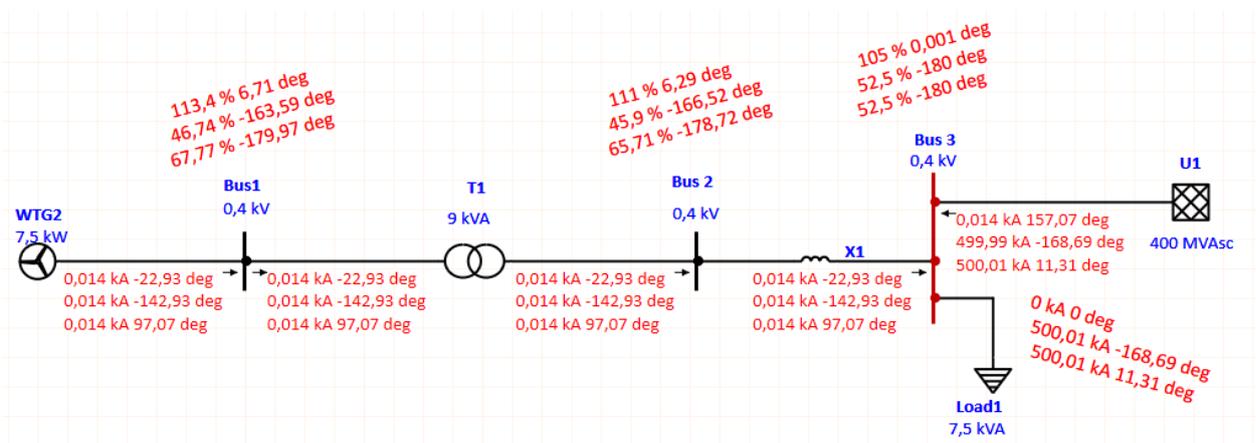


Figura 4.12 Resultados de estudio de cortocircuito de LL en ETAP.

Tabla 4.4 Resultados de magnitudes máximas obtenidas en el PCC.

Variables	Matlab-Simulink	ETAP
Falla LG		
I_{maxpcc}	1.2	0.72
V_{maxpcc}	1	1.06
Falla LLG		
I_{maxpcc}	1.2	0.91
V_{maxpcc}	0.78	1.13
Falla LL		
I_{maxpcc}	1.2	0.91
V_{maxpcc}	1	1.13

CAPÍTULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

- El control adaptativo implementado produjo una respuesta acorde a la esperada, provocando una menor sobretensión en las fases no falladas, en comparación con el método BPNSC de amplio uso en aplicaciones eólicas; además, cumple con la inyección de potencia reactiva de acuerdo con la caída de tensión en el PCC, mejorando el soporte de tensión, permitiendo aportar 1,2 pu de corriente desbalanceada de acuerdo con el tipo de falla, similar a lo que se esperaría de un generador convencional, pero con un límite establecido por la electrónica de potencia empleada.
- Mediante la comprobación con el software considerado, se verificó que el control de fábrica que emplea se basa en un control de secuencia positiva, de manera que responde con corrientes balanceadas ante cualquier tipo de falla, variando solo la amplitud de acuerdo con su parametrización, esto resulta cierto solo para una configuración fundamental, ya que el programa cuenta con herramientas que permiten modificar la respuesta estándar ante una falla, sin embargo, este procedimiento no está estandarizado, complicando la obtención de una respuesta óptima, en contraste con el método FPNSC junto con el bloque de generación de referencia actual, que responden dinámicamente acorde al tipo de falla, resultando ser un método más general, con capacidad de adaptarse a la normativa de cada país.
- Con base en los resultados de la sección 4.1, se comprobó que el mismo sistema de control puede responder de diferente manera ante una falla, dependiendo de la configuración de los requisitos impuestos por el código de red, los cuales deben ser analizados de manera local ya que responden a distintas necesidades de soporte o aportación de corrientes de falla, esto de acuerdo al nivel de penetración de GNC en cada sistema de potencia y con ello el nivel MVAcc disponible en la red.

Recomendaciones

- Es necesario incrementar el estudio de este tipo de sistemas ya que, ante el creciente desarrollo de la generación renovable basada en convertidores, se está reemplazando la característica de alta inercia de los generadores convencionales por esta nueva topología cuya respuesta depende del sistema de control.
- El control desarrollado puede ser empleado para probar relés de protecciones en redes dominadas por GNC, por lo cual es necesario dirigir el estudio de esta metodología hacia la detección de las corrientes de secuencia negativa generadas, determinando su impacto en la confiabilidad del sistema de protecciones, en especial de redes aisladas.
- Cabe mencionar que el funcionamiento óptimo de este sistema depende en gran medida de la lectura de los voltajes y corrientes, que mediante la estrategia de filtrado y separación de las componentes de secuencia empleada, permiten una respuesta rápida, evitando caídas o subidas abruptas de tensión y corriente relacionadas al tiempo de estabilización de estas estructuras, incentivando al descubrimiento de nuevas estrategias que superen las limitaciones actuales.

BIBLIOGRAFÍA

A continuación, se presentan todas las fuentes citadas para la elaboración del proyecto.

- [1] J. Layana Chancay, *Análisis de fallas en sistemas eléctricos de potencia*, Guayaquil: Centro de Difusión y Publicaciones ESPOL, 2010.
- [2] R. A. Walling, E. Gursoy y B. English, «Current contributions from Type 3 and Type 4 wind turbine generators during faults,» *PES T&D 2012*, pp. 1-6, 2012.
- [3] S. A. Saleh, A. S. Aljankawey, B. Alsayid y M. S. Abu-Khaizaran, «Influences of Power Electronic Converters on Voltage–Current Behaviors During Faults in DGUs—Part II: Photovoltaic Systems,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, nº 4, pp. 2832-2845, 2015.
- [4] S. A. Saleh, A. S. Aljankawey, M. S. Abu-Khaizaran y B. Alsayid, «Influences of Power Electronic Converters on Voltage–Current Behaviors During Faults in DGUs—Part I: Wind Energy Conversion Systems,» *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 51, nº 4, pp. 2819-2831, 2015.
- [5] A. Haddadi, I. Kocar, J. Mahseredjian, U. Karaagac y E. Farantatos, «Negative sequence quantities-based protection under inverter-based resources Challenges and impact of the German grid code,» *Electric Power Systems Research*, vol. 188, 2020.
- [6] C. Aviz, F. Reis y G. Fabris, «pacworld,» Junio 2022. [En línea]. Available: <https://www.pacw.org/influence-of-inverters-based-sources-on-protections-devices>. [Último acceso: 1 Noviembre 2022].
- [7] Gobierno de Chile, «Ministerio de Energía,» [En línea]. Available: <https://energia.gob.cl/educacion/que-son-las-energias-renovables#:~:text=Por%20otra%20parte%2C%20en%20el,la%20energ%C3%A9a%20de%20los%20mares..> [Último acceso: 4 Noviembre 2022].
- [8] Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNR), «Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación,» Quito, 2021.

- [9] J. Á. Álvarez Echarri, «Estudio de diferentes topologías de generación eólica,» Universidad Pública de Navarra, Pamplona, 2011.
- [10] S. D. P. Gamboa Benitez, «Estudio del efecto de la conexión de generadores eólicos en la operación de sistemas eléctricos de potencia.,» Escuela Politécnica Nacional, Quito, 2008.
- [11] R. Teodorescu, M. Liserre y P. Rodríguez, *Grid Converters for Photovoltaic and Wind Power Systems*, John Wiley and Sons, Ltd., 2011, pp. 274-277.
- [12] P. Rodríguez, R. Teodorescu, I. Candela, A. V. Timbus, M. Liserre y F. Blaabjerg, «New positive-sequence voltage detector for grid synchronization of power converters under faulty grid conditions,» de *IEEE Power Electronics Specialists Conference*, Jeju, Korea (South), 2006.
- [13] C. A. Plet, M. Graovac, T. C. Green y R. Iravani, «Fault response of grid-connected inverter dominated networks,» *IEEE PES General Meeting*, pp. 1-8, 2010.
- [14] N. Baeckeland, B. Herteleer y M. Kleemann, «Modelling fault behaviour of power electronic converters,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 123, nº 106230, pp. 1-9, 2020.
- [15] C. Mozina, «Impact of green power inverter-based distributed generation on distribution systems,» *2014 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, 2014.
- [16] J. Jia, G. Yang y A. H. Nielsen, «Investigation of grid-connected voltage source converter performance under unbalanced faults,» *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, pp. 609-613, 2016.
- [17] J. Jia, G. Yang y A. H. Nielsen, «Investigation of grid-connected voltage source converter performance under unbalanced faults,» *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, pp. 609-613, 2016.
- [18] Y. A. R. I. Mohamed y M. M. Shabestary, «An Analytical Method to Obtain Maximum Allowable Grid Support by Using Grid-Connected Converters,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, nº 4, pp. 1558-1571, Oct 2016.

- [19] J. Jia, G. Yang y A. H. Nielsen, «A Review on Grid-Connected Converter Control for Short-Circuit Power Provision Under Grid Unbalanced Faults,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, nº 2, pp. 649-661, 2018.
- [20] M. Graungaard Taul, X. Wang, P. Davari y F. Blaa, «Current Reference Generation Based on Next-Generation Grid Code Requirements of Grid-Tied Converters During Asymmetrical Faults,» *IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics*, vol. 8, nº 4, pp. 3784-3797, 2020.
- [21] A. Camacho, M. Castilla, J. Miret, A. Borrell y L. G. de Vicuña, «Active and Reactive Power Strategies With Peak Current Limitation for Distributed Generation Inverters During Unbalanced Grid Faults,» *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 62, nº 3, pp. 1515-1525, 2015.
- [22] TAR, «VDE,» Febrero 2017. [En línea]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/1674522/46ee71927b557be9bd9fc7f59c2c70f7/tar-ms-download-en-data.pdf>. [Último acceso: 22 12 2022].
- [23] TAR, «VDE,» Mayo 2017. [En línea]. Available: <https://www.vde.com/resource/blob/1667900/836e3781b72b3b726f509c90e35e339d/tar-hs-summaryen-data.pdf>. [Último acceso: 20 Diciembre 2022].
- [24] «ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO(FALLAS TRIFASICAS) EN SP,» de *CURSO TESLA*, TESLA, 2018, p. 20.
- [25] B. Kasztenny, «pacworld,» Marzo 2021. [En línea]. Available: <https://www.pacw.org/short-circuit-protection-in-networks-with-unconventional-power-sources>. [Último acceso: 2 Noviembre 2022].
- [26] Y. MunozJadan y M. Espinoza Bolanos, «Hardware-in-the-Loop for Wind Energy Conversionwith Resonant Current Control and Active Damping,» *IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS*,, vol. 17, nº 7, p. 1, 2019.